



TÍTULO

**SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTÓNOMO PARA UN HOTEL
EN EL PARQUE NATURAL MONTES DE MÁLAGA**

AUTOR

Baltasar Carmelo Ramos Cabrera

Esta edición electrónica ha sido realizada en 2014
Director: Mariano Sidrach de Cardona Ortín / Tutor: Jorge Aguilera Tejero
Director/Tutor *Máster Oficial en Tecnología de los Sistemas de Energía Solar y Fotovoltaica (2013/14)*
Curso 978-84-7993-815-4
ISBN Baltasar Carmelo Ramos Cabrera
© De esta edición: Universidad Internacional de Andalucía
© 2014
Fecha



documento



Reconocimiento-No comercial-Sin obras derivadas

Usted es libre de:

- Copiar, distribuir y comunicar públicamente la obra.

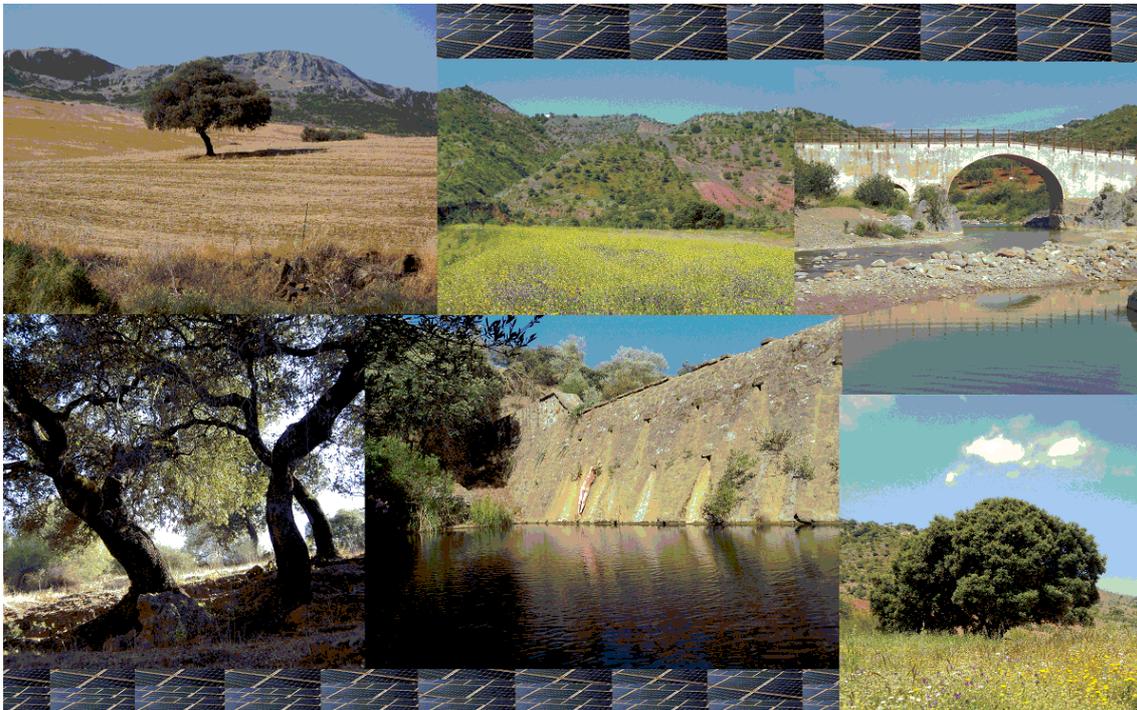
Bajo las condiciones siguientes:

- **Reconocimiento.** Debe reconocer los créditos de la obra de la manera especificada por el autor o el licenciador (pero no de una manera que sugiera que tiene su apoyo o apoyan el uso que hace de su obra).
 - **No comercial.** No puede utilizar esta obra para fines comerciales.
 - **Sin obras derivadas.** No se puede alterar, transformar o generar una obra derivada a partir de esta obra.
-
- *Al reutilizar o distribuir la obra, tiene que dejar bien claro los términos de la licencia de esta obra.*
 - *Alguna de estas condiciones puede no aplicarse si se obtiene el permiso del titular de los derechos de autor.*
 - *Nada en esta licencia menoscaba o restringe los derechos morales del autor.*

Master Oficial
Tecnología de los Sistemas
de Energía Solar Fotovoltaica 2013/14

Trabajo Fin de Master

Sistema Fotovoltaico Autónomo para un hotel en el Parque Natural Montes de Málaga



Autor: Baltasar C. Ramos Cabrera
Tutor: Jorge Aguilera Tejero

Sistema Fotovoltaico Autónomo para un hotel en el Parque Natural Montes de Málaga

Autor: Baltasar C. Ramos Cabrera
Tutor: Jorge Aguilera Tejero

Resumen

El presente proyecto ha sido concebido como trabajo fin de master, y por lo tanto enmarcado en el ámbito académico y de investigación. Su objetivo consiste en alentar y activar la reflexión sobre la paralización del desarrollo del sector fotovoltaico en España en los últimos años como consecuencia de una legislación muy alejada de aquella de nuestros vecinos europeos, mas concienciados con la promoción de las energías renovables.

Desde el punto de vista técnico se ha diseñado un Sistema Fotovoltaico Autónomo integrado en la cubierta de un pequeño hotel rural situado en el Parque Natural Montes de Málaga (Málaga, España). El sistema está constituido por:

- Un generador fotovoltaico configurado por siete ramas en paralelo con 3 módulos conectados en serie en cada rama (21 módulos SW80 poly RNA de SolarWorld).
- Un inversor Tauro de Atersa 1500-48.
- Un regulador de carga C40 de Xantrex.
- Un acumulador constituido por la batería Rolls S600
- Un sistema de estructura de fijación de los módulos Sunfix Plus de SolarWorld.

El SFA ha sido dimensionado según las metodologías Loss of Load Probability (LLP) y Balance energético para abastecer a los consumos eléctricos del hotel independientemente de la época del año, la hora del día, o las condiciones meteorológicas.

Con el objeto de poner en valor la componente ecológica de los sistemas fotovoltaicos se ha diseñado también un sistema de generación de energía eléctrica mediante grupo electrógeno. Se ha estimado el consumo de combustible y las emisiones de gases de efecto invernadero que ocasionaría, y que obviamente el sistema fotovoltaico a instalar va a evitar, al producir la energía necesaria para el buen funcionamiento del hotel de forma limpia. En esta línea, se ha estimado la huella de carbono del SFA calculando el balance entre las emisiones de GEI producidas durante la fabricación de sus componentes y las emisiones evitadas a lo largo de su vida útil. Así el Pay Back Time de emisiones se alcanza a los 3,75 años de vida del sistema.

Por último, se ha realizado un estudio de viabilidad económica y financiera para el sistema fotovoltaico autónomo a instalar y se ha comparado con el sistema de generador eléctrico de gasolina. Aunque el desembolso inicial es mucho mayor en el caso del SFA (15865 €), si se considera la vida útil del sistema de 25 años, el gasto en combustible y mantenimiento elevan el coste total del Sistema con Generador Eléctrico de gasolina muy por encima del SFA.

Palabras clave

Sistema fotovoltaico autónomo, SFA, emisiones GEI, grupo electrógeno y SFA, LLP, balance energético, Parque Natural Montes de Málaga, hotel rural ecológico.

Visto bueno del tutor

Documento 1 - Índice principal

Documento 1 - Índice Principal	3
Documento 2 - Memoria.....	4
1. Abstract	
2. Zusammenfassung	
3. Objeto y descripción del proyecto	
4. Alcance	
5. Introducción a los sistemas fotovoltaicos autónomos	
6. Abreviaturas y definiciones	
7. Antecedentes	
8. Presentación y resumen general del sistema fotovoltaico diseñado	
9. Datos generales para el dimensionado del sistema	
10. Componentes y materiales del sistema	
11. Mantenimiento	
12. Normas y referencias	
13. Conclusiones	
Documento 3 - Anexos	43
1. Métodos de dimensionado (generador, acumulador, regulador e inversor)	
2. Estudio de pérdidas por sombreado	
3. Cálculo de los conductores eléctricos	
4. Cálculo de las protecciones del sistema	
5. Sistema de generador eléctrico de combustible	
6. Hojas de características técnicas de los componentes del sistema	
Documento 4 - Presupuesto de la instalación fotovoltaica autónoma	114
Documento 5 - Evaluación financiera y económica	115
1. Introducción	
2. Análisis económico	
3. Coste de la financiación	
4. Análisis financiero	
Documento 6 - Esquemas y planos	121
1. Plano de situación	
2. Esquema general de la instalación	
3. Esquema eléctrico	
Documento 7 - Estudios con entidad propia	125
1. Estimación de las emisiones de gases de efecto invernadero y contaminantes del SFA.	

Documento 2 - Memoria

1. Abstract: Off grid photovoltaic system for a little hotel placed in the natural park Montes de Málaga	6
2. Zusammenfassung: Eine Inselphotovoltaikanlage für ein Hotel im Naturpark Montes de Málaga	7
3. Objeto y descripción del proyecto	8
4. Alcance	8
5. Introducción a los sistemas fotovoltaicos autónomos	9
5.1. Componentes de los sistemas fotovoltaicos autónomos	9
5.2. Aplicaciones de los sistemas fotovoltaicos autónomos	10
5.2.1. Sistemas de electrificación	
5.2.2. Sistemas profesionales	
5.2.3. Sistemas agrícolas y ganaderos	
6. Abreviaturas y definiciones	12
6.1. Abreviaturas	12
6.2. Definiciones	14
7. Antecedentes	17
8. Presentación-resumen general del SFA diseñado	18
9. Datos generales para el dimensionado del sistema	19
9.1. Ubicación de la instalación	19
9.2. Determinación de la energía solar disponible	19
9.3. Datos de temperatura	21
9.4. Determinación de las necesidades de energía del hotel	21
10. Componentes y materiales del sistema	23
10.1. El módulo fotovoltaico	23
10.2. El Generador Fotovoltaico	25
10.3. La estructura soporte	26
10.4. El subsistema de Acumulación (batería)	27
10.5. El regulador de carga	28
10.6. El subsistema de acondicionamiento de potencia (inversor)	30
10.7. El cableado	31
10.8. Las protecciones	32
11. Mantenimiento	33
11.1. Introducción	33
11.2. Inspecciones y tareas a realizar de forma mensual en los principales componentes del sistema	34
11.3. Inspecciones y tareas a realizar de forma trimestral en los principales componentes del sistema	35
11.4. Inspecciones y tareas a realizar de forma anual en los principales componentes del sistema	36

12. Normas y referencias	37
13. Conclusiones	40
1. Diseño del sistema fotovoltaico autónomo	40
2. Análisis económico y financiero	40
3. El presupuesto	41
4. Sistema con generador eléctrico de combustible	41
5. Comparación entre el SFA y el sistema con generador eléctrico de combustible	41

1. ABSTRACT: OFF GRID PHOTOVOLTAIC SYSTEM FOR A LITTLE HOTEL PLACED IN THE NATURAL PARK MONTES DE MÁLAGA.

It is well known that the sun provides the necessary energy to sustain life on our planet. In just one hour the sun sends enough energy to the earth to meet the needs of humans for almost a year. Solar light can turn into electricity directly using photovoltaic (PV) modules. PV generators can be employed to exploit the solar energy in countless applications. Fossil fuel resources are likely to be consumed within this century. And PV systems can be part of the solution, as they provide a means of producing electrical energy without concern for fuel supply security.

Off-grid photovoltaic systems have become widely adopted as a reliable option to generate electricity. They are power systems that only make use of photovoltaic technology. Instead of being connected to a grid, they have a connection with a bank of batteries, where energy is stored for use when it is demanded. The estimated load (electrical energy demand) of the hotel placed in the Natural Park Montes de Málaga, (Málaga, Spain) based on watt hour demand, is 7087 Wh/day. According to this estimated load, an off-grid photovoltaic system has been designed. It consists of 21 PV modules, a battery, an inverter and a voltage regulator. The voltage regulator prevents either over-discharging or overcharging of the battery bank by disconnecting it from the load or the PV generator. All these components are connected by copper wires of different cross-sectional areas, such as 4 mm² and 16 mm², depending on the current intensity flowing through the wires.

The estimated cost of the photovoltaic system is no higher than the cost of the fuel generator system if the whole lifespan of the product is considered, due to the increasing price of petrol and maintenance. This makes the installation of a PV system a more desirable solution.

Taking into account the ecological issues, it is the PV system which provides the best solution due to the short Energy Pay Back Time of just 3.75 years. That is, if the greenhouse gas (GHG) emissions produced during the manufacture of all the components of the system (modules, inverter, battery, etc.) and the GHG emissions prevented during its life span are considered, we can confirm that after 3.75 years this system would produce no further emissions. In contrast, the fossil fuel generator system will be producing emissions throughout its lifespan.

In conclusion, adding the lower economic cost to the social and environmental benefits and the improved image of the hotel, the photovoltaic system is the best off grid electric generator system to be installed in a little hotel placed in a natural park.

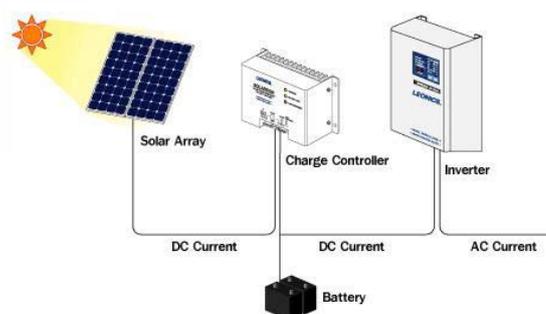


Figura I. Off-grid photovoltaic system

2. ZUSAMMENFASSUNG: EINE INSELPHOTOVOLTAIKANLAGE FÜR EIN HOTEL IM NATURPARK MONTES DE MÁLAGA

Es ist allgemein bekannt, dass die Sonne die Energie liefert, welche das Leben auf unserer Erde ermöglicht. In nur einer Stunde sendet die Sonne genug Energie, um den Bedarf der Menschen für fast ein Jahr zu decken. Das Sonnenlicht kann mit Hilfe von Photovoltaik (PV)-Modulen direkt in Elektrizität umgewandelt werden. PV Generatoren können in vielfacher Hinsicht genutzt werden, um Sonnenlicht zu nutzen. Die fossilen Brennstoffe werden in diesem Jahrhundert noch am meisten genutzt. PV Systeme können eine Alternative darstellen, da sie eine Form der Stromerzeugung unabhängig vom Problem der Brennstoffverfügbarkeit darstellen. Netzunabhängige PV-Anlage werden bereits zahlreich als eine zuverlässige Alternative der Stromerzeugung genutzt. Es gibt Kraftwerke, die alleinig über PV Technologie funktionieren. Sie werden keinem Netz angeschlossen, sondern haben eine Verbindung mit einem Set an Batterien, wo die Energie solange gespeichert wird, bis sie gebraucht wird.

Der geschätzte Bedarf an Elektrizität des Hotels im Naturpark Montes de Málaga (Málaga, Spanien) basierend auf Wattstunden ist 7.087 Wattstunde/ Tag. Entsprechend dieses Bedarfs ist ein netzunabhängiges PV System entwickelt worden. Es besteht aus 21 PV Modulen, einem Bleiakкумуляtor (Batterie), einem Wechselrichter und einem Laderegler. Der Laderegler vermeidet die Überladung oder die Tiefentladung der Batteriebank, indem es sie vom Verbraucher oder vom PV Generator trennt. Eine Tiefentladung kann einen Bleiakкумуляtor irreversibel schädigen. All diese Komponenten sind mit Kupferdrähten aus verschiedenen sektionsübergreifenden Bereichen verbunden. Sie sind 4 mm² und 16 mm² dick, je nach Intensität, die durch die Drähte fließt.

Die geschätzten Kosten des PV Systems sind nicht höher als das benzingetriebene Generatorsystem, wenn die gesamte Lebensdauer des Produkts betrachtet wird - was auf den steigenden Preis von Benzin und Instandhaltung zurückzuführen ist. Das führt dazu, dass die Installation eines PV Systems eine vorzuziehende Lösung ist.

Wenn man die ökologischen Aspekte betrachtet, ist die PV-Anlage die beste Lösung, dank der kurzen Energierückgewinnungszeit von 3,75 Jahren. Wenn man die Treibhausgasemissionen, die in der Produktion der Systemkomponenten (Module, Inverter, Batterie etc.) entstehen, und diejenigen, die während der PV Lebensdauer vermieden werden, gegenüberstellt, kann man erkennen, dass nach 3,75 Jahren keine weiteren Emissionen anfallen. Im Gegensatz dazu würde das fossile Generatorsystem während seiner gesamten Lebensdauer Emissionen produzieren. Als Fazit, wenn man die geringeren Kosten zu den sozialen und ökologischen Vorteilen sowie dem verbesserten Images des Hotels hinzufügt, ist das PV System die beste netzunabhängige Generatorlösung, das in einem Hotel in einem Naturpark installiert werden kann.

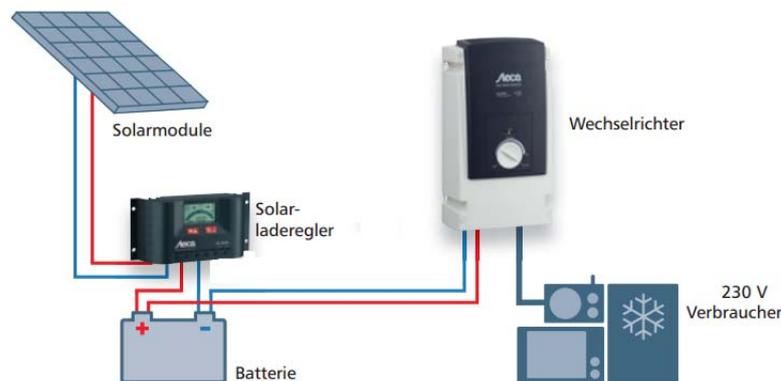


Figura II. Inselphotovoltaikanlage

3. OBJETO Y DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El objeto primero de este proyecto, concebido como trabajo fin de master y por lo tanto enmarcado en el ámbito académico y de investigación, consiste en alentar y activar la reflexión sobre la paralización del desarrollo del sector fotovoltaico en España en los últimos años como consecuencia de una legislación muy alejada de aquella de nuestros vecinos europeos, mas concienciados con la promoción de las energías renovables.

Esta situación es incluso mas llamativa si atendemos al hecho de que los niveles de irradiancia en el sur de Europa son muy superiores al de otras latitudes mas septentrionales. Tales diferencias en "riqueza solar" se intensifican si comparamos el sur de España con países como Alemania, que han hecho una clara apuesta por las renovables, entre ellas la fotovoltaica, a pesar de sus mas bajos niveles de radiación solar.

Desde el punto de vista técnico el presente proyecto tiene como finalidad el diseño de un Sistema Fotovoltaico Autónomo integrado en la cubierta de un pequeño hotel rural situado en la provincia de Málaga. Dicho sistema deberá abastecer a los consumos eléctricos del hotel independientemente de la época del año, la hora del día, o condiciones meteorológicas. Por esta razón se llevará a cabo un estudio de tales consumos de energía para poder garantizar que quedan cubiertas las necesidades de los huéspedes del hotel durante su estancia, mediante la producción del generador fotovoltaico, apoyado por el sistema de almacenamiento de energía (baterías), que aseguran satisfacer los consumos en momentos de baja o nula irradiancia solar.

También se pretende poner en valor la componente ecológica de los sistemas fotovoltaicos. Para ello se diseñará un sistema de generación de energía eléctrica mediante grupo electrógeno, con la finalidad de estimar el consumo de combustible y las emisiones de gases de efecto invernadero que ocasionaría, y que obviamente el sistema fotovoltaico a instalar va a evitar, al producir la energía necesaria para el buen funcionamiento del hotel de forma limpia.

En cuanto a la componente económica, se realizará un estudio de viabilidad económica y financiera para el sistema fotovoltaico autónomo a instalar con la intención de proporcionar la información necesaria al propietario.

Por último, se establece como otro objetivo del proyecto el establecer las tareas de mantenimiento principales del sistema fotovoltaico para asegurar un correcto funcionamiento a lo largo de su vida útil.

4. ALCANCE

El alcance del presente proyecto se articula en los siguientes puntos:

- Realizar una breve introducción teórica a los sistemas fotovoltaicos autónomos.
- Dimensionado el sistema fotovoltaico autónomo a instalar en un pequeño hotel de entorno rural que maximice la producción de energía.
- Dimensionado de un sistema electrógeno alternativo para alimentar los consumos del hotel. Estimación de su coste a lo largo de su vida útil.
- Estudio de viabilidad económica y financiera del SFA.
- Presupuesto del SFA.
- Comparación desde el punto de vista técnico, económico y ecológico de los sistemas fotovoltaico y el sistema con generador eléctrico de combustible.

- Se recogen las tareas de mantenimiento necesarias para que el sistema fotovoltaico autónomo diseñado se mantenga en las mejores condiciones de funcionamiento durante su vida útil.
- Estimación de las emisiones de GEI de ambos sistemas.

5. INTRODUCCION A LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTONOMOS

5.1. Componentes de los SFA

Los sistemas fotovoltaicos generan electricidad de una manera limpia mediante la transformación directa de la radiación solar. Se pueden clasificar atendiendo al hecho de que se encuentren conectados o aislados de la red pública en:

- **Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red**, en los que la energía producida por el generador fotovoltaico es inyectada en la red eléctrica.
- **Los sistemas fotovoltaicos autónomos**, que no cuentan con una conexión a red. Al no contar con el apoyo de la red pública para satisfacer los consumos en aquellos momentos de baja o nula irradiancia, debe contar con baterías para almacenar la energía eléctrica y poder alimentar las cargas siempre que lo demanden.

La luz solar no es constante a lo largo del día, ni tampoco del año. Por otro lado se ve afectada por las condiciones meteorológicas. Por esto existen momentos o incluso horas y a veces días, en los que la irradiancia solar es baja o nula (durante la noche), lo que explica la utilización de baterías en los sistemas autónomos para garantizar la alimentación de las cargas de una manera estable y permanente.

Los **sistemas fotovoltaicos autónomos** están constituidos por los siguientes componentes:

1. **El generador:** conjunto de paneles fotovoltaicos que transforman la radiación luminosa del Sol en corriente eléctrica continua.
2. **El acumulador:** está formado por un sistemas de baterías capaces de almacenar la energía producida por el generador permitiendo disponer de energía en horas de ausencia de luz, como durante la noche o días nublados.
3. **Regulador de carga:** dispositivo encargado de administrar la circulación de corriente entre el generador, las cargas y las baterías. Se encarga de proteger a las baterías frente a sobrecargas y sobredescargas que podrían producir daños irreparables en ellas. Además, muchos de los reguladores actuales cuentan con un sistema para trabajar en el punto de máxima potencia.
4. **Inversor:** dispositivo que también forma parte de los sistemas FV conectados a la red. Se encarga de transformar la corriente continua producida por el generador y almacenada en las baterías en corriente alterna, necesaria para alimentar las cargas del hotel. En el caso de que los acumuladores se encuentren totalmente cargados, el inversor recibirá la corriente directamente desde el regulador, sin pasar por las baterías.

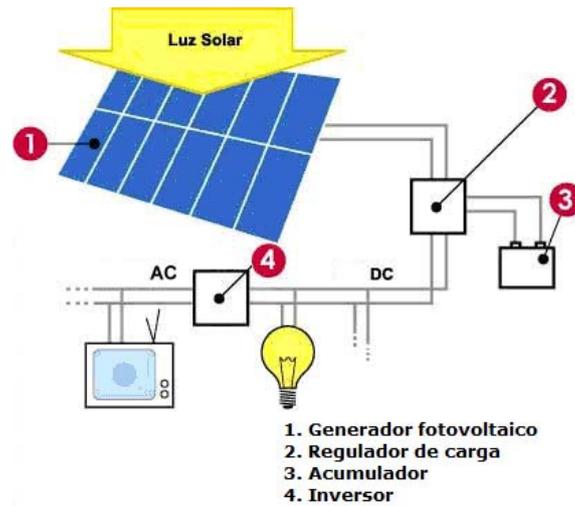


Figura III. Esquema de un sistema fotovoltaico autónomo

5.2. Aplicaciones de los sistemas fotovoltaicos autónomos

Los sistemas autónomos se pueden clasificar en función de su aplicación en:

5.2.1. Sistemas de electrificación

El suministro de energía eléctrica para viviendas aisladas de la red eléctrica en países desarrollados o en vías de desarrollo constituye uno de los mercados con mayor demanda en la actualidad. Escuelas, clínicas, viviendas, etc. pueden generar su propia energía eléctrica limpiamente, sin necesidad de un mantenimiento muy sofisticado ni aporte regular de combustible, y por supuesto evitando emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

Algunos ejemplos de esta aplicación son iluminación pública, electrificación de escuelas, hospitales, viviendas y clínicas y electrificación rural.



Figura IV. Electrificación rural (Ref.3)

5.2.2. Sistemas profesionales

Las aplicaciones profesionales y las telecomunicaciones constituyen uno de los mercados históricos de los sistemas fotovoltaicos, debido a:

- La flexibilidad y modularidad de los sistemas FV posibilita que alimenten sistemas de telecomunicaciones de pequeño tamaño hasta grandes repetidores.
- Frecuentemente estos sistemas de telecomunicaciones se encuentran en emplazamientos completamente aislados e inaccesibles.
- Los equipos utilizados en estas aplicaciones operan en corriente continua, por lo que el acoplo de la energía DC fotovoltaica resulta económico y sencillo.

Ejemplos de este tipo de aplicaciones son los radioteléfonos, las estaciones de telemetría, los repetidores de TV, radio, telefonía móvil y microondas.



Figura V. Sistema fotovoltaico autónomo que alimenta a un repetidor de telefonía móvil.
Telma mobile Project, Madagascar. (Ref.4)

5.2.3. Sistemas agrícolas y ganaderos

Dentro de estos sistemas la aplicación mas extendida es el bombeo de agua mediante la energía solar para abastecer granjas, para irrigación o suministro de agua potable.

Estos sistemas cuentan con las siguientes ventajas:

- No necesitan acumuladores.
- Requieren un bajo mantenimiento
- No precisan de suministro de combustible
- Bombean mayor volumen de agua cuando mayor es la irradiancia solar, precisamente cuando se requiere mayor cantidad de agua para riego o abastecimiento.



Figura VI. Sistema fotovoltaico autónomo para irrigación

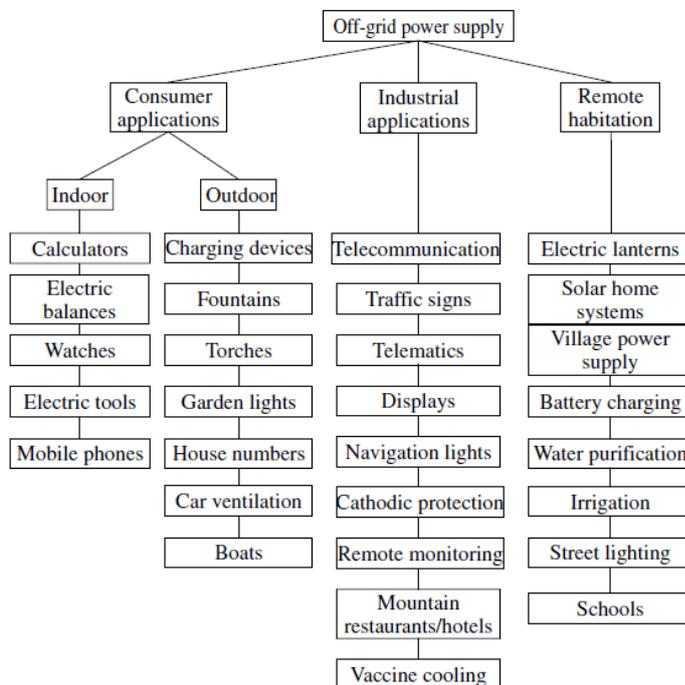


Figura VII. Clasificación de las aplicaciones de los SFA (Handbook of photovoltaic science and engineering)

6. ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

6.1. Abreviaturas

Abreviaturas	
A_{GFV} (m ²)	Área del generador fotovoltaico
A_m (m ²)	Área del módulo fotovoltaico
C_{bat} (Ah)	Capacidad de la batería
C_n (Wh)	Capacidad nominal de la batería
C_s (días)	Capacidad de la batería en días de autonomía (autonomía)
$\cos \phi$ (adim)	Factor de potencia del inversor
DOD_{max} o PD_{max} (adim)	profundidad máxima de descarga permitida en la batería
E_{def} (Wh)	Déficit de energía
FS (adim)	Factor de seguridad en el dimensionado.
G (W/m ²)	Irradiancia incidente
G_{STC} (W/ m ²)	Irradiancia en condiciones estándar de medida (1.000 W/m ²).
$G_{da(0)}$ (kWh/(m ² ·día)	Valor medio anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal.
$G_{da(\alpha,\beta)}$ (kWh/(m ² ·día)	Valor medio anual de la irradiación diaria sobre la superficie del generador.
HPS	Horas pico solar

$I_{INV,AC}$ (A)	Intensidad nominal a la salida del inversor.
$I_{INV,DC}$ (A)	Intensidad máxima a la entrada del inversor.
I_L (A)	Intensidad que circula por las cargas
$I_{GFV,M,STC}$ (A)	Intensidad en el punto de máxima potencia del generador fotovoltaico en STC.
$I_{GFV,SC,STC}$ (A)	Corriente del generador fotovoltaico en cortocircuito para condiciones estándar de medida
$I_{mod,M,STC}$ (A)	Corriente del punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico para condiciones estándar de medida
$I_{mod,SC,STC}$ (A)	Corriente del módulo fotovoltaico en cortocircuito para condiciones estándar de medida.
I_n (A)	Intensidad asignada de un fusible o interruptor.
L (KWh/día)	Energía demandada por las cargas del sistema.
L (m)	Longitud simple de cable en continua
L_{AC} (m)	Longitud simple de cable en alterna.
L_{rama} (m)	Longitud simple de cable de rama
N (adim)	Número total de módulos del generador fotovoltaico
N_{cp} (adim)	Número de células en paralelo del módulo fotovoltaico
N_{cs} (adim)	Número de células en serie del módulo fotovoltaico
N_p (adim)	Número de módulos en paralelo del generador fotovoltaico
N_s (adim)	Número de módulos en serie del generador fotovoltaico
$P_{GFV,M,STC}$ (W)	Potencia del generador fotovoltaico en el punto de máxima potencia en STC.
P_{GFV} (KWp)	Potencia máxima (pico) del generador fotovoltaico en condiciones estándar de medida o potencia nominal del generador fotovoltaico
$P_{INV,AC}$ (W)	Potencia nominal de salida del inversor
$P_{INV,DC}$ (W)	Potencia nominal de entrada del inversor
$P_{mod,M,STC}$ (Wp)	Potencia máxima del módulo fotovoltaico en condiciones estándar de medida o potencia nominal del módulo fotovoltaico
$S_{m,rama}$ (mm ²)	Sección del conductor del cable de rama del generador fotovoltaico
S_m (mm ²)	Sección del conductor del cable principal de continua
$S_{m,AC}$ (mm ²)	Sección del conductor del cable de alterna
T_a (°C)	Temperatura ambiente
T_c (°C)	Temperatura de la célula solar
V_{bat} (V)	Tensión de la batería
$V_{INV,AC}$ (V)	Tensión nominal a la salida del inversor
$V_{INV,DC}$ (V)	Tensión a la entrada del inversor
$V_{INV,m,MPP}$ (V)	Límite inferior del margen de tensión para el que el inversor busca el punto de máxima potencia
$V_{INV,M,MPP}$ (V)	Límite superior del margen de tensión para el que el inversor busca el punto de máxima potencia
$V_{GFV,M,STC}$ (V)	Tensión del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico en STC
$V_{GFV,OC,STC}$ (V)	Tensión en circuito abierto del generador fotovoltaico en STC
$V_{mod,M}$ (V)	Tensión del punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico para unas condiciones de trabajo cualesquiera
$V_{mod,M,STC}$ (V)	Tensión del punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico para condiciones estándar de medida
$V_{mod,OC}$ (V)	Tensión del módulo fotovoltaico en circuito abierto para unas condiciones de trabajo cualesquiera
$V_{mod,OC,STC}$ (V)	Tensión del módulo fotovoltaico en circuito abierto para condiciones estándar de medida

V_n (V)	Tensión nominal del fusible o interruptor
$\beta_{VMOD,OC}$ (mV/°C)	Coefficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto de un módulo fotovoltaico
ΔV (adim)	caída de tensión permisible, en tanto por uno
η_{INV} (adim)	Eficiencia del inversor
η_{STC} (adim)	Eficiencia de conversión de la célula solar en condiciones estándar de medida
φ (grados sexagesimales)	Latitud
σ ($m \cdot \Omega^{-1} \cdot mm^{-2}$)	Conductividad
CA (AC)	Corriente alterna
CC (DC)	Corriente continua
CEM (STC)	Condiciones estándar de medida
GFV	Generador fotovoltaico
PCT	Pliego de condiciones técnicas
PMP	Punto de máxima potencia
SFA	Sistema Fotovoltaico Aislado de Red
UNE	Una Norma Española. Normas AENOR
adim	Adimensional

6.2. Definiciones

Radiación solar

Constante solar B_0 : Energía procedente del sol que se recibe fuera de la atmosfera terrestre sobre la unidad de superficie perpendicular a la dirección de los rayos solares. $B_0=1367 \text{ W/m}^2$.

Irradiancia G : Densidad de potencia incidente por unidad de superficie. Se mide en W/m^2 .

Irradiación $G(\alpha, \beta)$: Energía incidente por unidad de superficie en un periodo de tiempo determinado. Se mide en Wh/m^2 o KWh/m^2 . α es el ángulo formado por la superficie receptora con la dirección Norte-Sur y β es el ángulo formado por la superficie receptora con el plano horizontal.

Radiación directa B : es la radiación que proviene directamente del disco solar.

Radiación difusa D : es la radiación solar que ha sido dispersada por los distintos componentes de la atmósfera.

Radiación reflejada R : radiación que es reflejada por el suelo. También se conoce como albedo.

Radiación global G : es el resultado de la combinación de las radiaciones directa, difusa y reflejada. La radiación reflejada no se considera en el caso de una superficie horizontal.

Generador fotovoltaico

Célula fotovoltaica o solar: dispositivo capaz de transformar la energía solar en energía eléctrica.

Módulo fotovoltaico: Conjunto de células solares interconectadas entre sí en serie y/o paralelo y encapsuladas entre materiales que son capaces de protegerlas de los efectos de la intemperie.

Rama fotovoltaica: Subconjunto de módulos fotovoltaicos interconectados en serie con voltaje igual a la tensión nominal del generador.

Generador fotovoltaico: Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

Condiciones Estándar de Medida (CEM), en inglés Standard Test Conditions (STC): Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas como referencia para caracterizar células, módulos y generadores fotovoltaicos y definidas de la siguiente manera:

- Irradiancia (GSTC): 1000 W/m²
- Distribución espectral: AM 1,5 G
- Incidencia normal
- Temperatura de célula: 25 °C

Potencia máxima del módulo o del generador (potencia pico): Potencia máxima que puede entregar el módulo o el generador en las CEM.

Temperatura de operación nominal de la célula (TONC): temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m² con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20 °C y la velocidad del viento de 1 m/s.

Instalaciones fotovoltaicas: aquellas que disponen de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica, sin ningún paso intermedio.

Acumulador

Acumulador: Asociación eléctrica de baterías.

Batería: Fuente de tensión continua formada por un conjunto de vasos electroquímicos interconectados.

Vaso: Elemento o celda electroquímica básica que forma parte de la batería, y cuya tensión nominal es aproximadamente 2 V.

Capacidad nominal C(Ah): Cantidad de carga que es posible extraer de una batería en 20 horas, medida a una temperatura de 20 °C, hasta que la tensión entre sus terminales llegue a 1,8 V/vaso.

Capacidad útil: Capacidad disponible o utilizable de la batería. Se define como el producto de la capacidad nominal y la profundidad máxima de descarga permitida, PD_{max}.

Estado de carga: Cociente entre la capacidad residual de una batería, en general parcialmente descargada, y su capacidad nominal.

Profundidad de descarga (PD o DOD): Cociente entre la carga extraída de una batería y su capacidad nominal. Se expresa habitualmente en %.

Profundidad de descarga máxima (DOD_{max}): es el nivel máximo de descarga que se le permite a la batería antes de su desconexión por parte del regulador, para proteger la duración de la misma.

Autodescarga: Pérdida de carga de la batería cuando ésta permanece en circuito abierto. Habitualmente se expresa como porcentaje de la capacidad nominal, medida durante un mes, y a una temperatura de 20 °C.

Régimen de carga (o descarga): Parámetro que relaciona la capacidad nominal de la batería y el valor de la corriente a la cual se realiza la carga (o la descarga). Se expresa normalmente en horas, y se representa como un subíndice en el símbolo de la capacidad y de la corriente a la cuál se realiza la carga (o la descarga). Por ejemplo, si una batería de 100 Ah se descarga en 20 horas a una corriente de 5 A, se dice que el régimen de descarga es 20 horas ($C_{20} = 100 \text{ Ah}$) y la corriente se expresa como $I_{20} = 5 \text{ A}$.

Reguladores de carga

Regulador de carga: Dispositivo encargado de proteger a la batería frente a sobredescargas y sobrecargas.

Voltaje de desconexión de las cargas de consumo: Voltaje de la batería por debajo del cual se interrumpe el suministro de electricidad a las cargas de consumo.

Voltaje final de carga: Voltaje de la batería por encima del cual se interrumpe la conexión entre el generador fotovoltaico y la batería, o bien se disminuye de forma gradual la corriente media entregada por el generador fotovoltaico a la batería.

Inversor

Inversor: Dispositivo que convierte la corriente continua producida por el generador fotovoltaico en corriente alterna necesaria, bien para las cargas de consumo, bien para inyectar en la red eléctrica.

Potencia nominal: Potencia especificada por el fabricante, y que el inversor es capaz de entregar de forma continua.

Capacidad de sobrecarga: Capacidad del inversor para entregar mayor potencia que la nominal durante ciertos intervalos de tiempo.

Factor de potencia: Cociente entre la potencia activa (W) y la potencia aparente (VA) a la salida del inversor.

Rendimiento del inversor: Relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada del inversor. Depende de la potencia y de la temperatura de operación.

Protecciones

Contacto directo: Contacto de personas o animales con partes activas de los materiales y equipos.

Contacto indirecto: Contacto de personas o animales con partes que se hayan puesto bajo tensión como resultado de un fallo de aislamiento.

Fusible: Aparato cuyo cometido es interrumpir el circuito en el que está intercalado por fusión de uno de sus elementos cuando la intensidad que recorre el elemento sobrepasa, durante un tiempo determinado, un cierto valor.

Instalación de puesta a tierra: Conjunto de conexiones y dispositivos necesarios para poner a tierra bien un aparato, o bien, una instalación completa.

Métodos de dimensionado

Probabilidad de pérdida de carga LLP (Loss of Load Probability): relación entre el déficit y la demanda de energía, considerados ambos en la carga y durante todo el tiempo de funcionamiento de la instalación. Este concepto tiene como utilidad cuantificar la fiabilidad con la que un sistema fotovoltaico autónomo suministra energía eléctrica a la carga, lo cual constituye su mérito principal. En este concepto se basa el método de dimensionado LLP.

Balance energético: método de dimensionado de SFA basado en la idea de que el generador fotovoltaico sea capaz de producir toda la energía demandada por las cargas del sistema durante un periodo de tiempo concreto. El déficit de energía que se produzca (cantidad de energía necesaria para las cargas no cubierta por el generador) debe ser suministrada por la batería.

7. ANTECEDENTES

El hotel cuya instalación fotovoltaica es objeto de este Trabajo Fin de Máster está situado en el Parque Natural Montes de Málaga. Su situación aislada y la distancia a las redes de media tensión hacen imposible el tendido, acometida y enganche a la red eléctrica. Por esta razón, y considerando el entorno del hotel y la filosofía de su funcionamiento, basado en el respeto al medio ambiente, se opta por la instalación de un Sistema Fotovoltaico Autónomo. De esta manera se aprovecha la energía del sol de manera inteligente, a la vez que se promueve su uso y ventajas entre los huéspedes del hotel.

Diferentes condicionantes **afecta** al diseño de un sistema fotovoltaico autónomo en un hotel. Por supuesto, la localización geográfica y los datos climatológicos son muy influyentes, pues determinan la cantidad de radiación solar que puede **llegar incidir** sobre el plano del generador y por tanto sus dimensiones, lo cual tiene un peso importante en el precio del sistema.

Por otro lado las necesidades energéticas del hotel también influirán de manera decisiva en el diseño. Se trata de un pequeño hotel rural cuyos propietarios están muy concienciados con el respeto al medio ambiente. Por esta razón aplican una filosofía de ahorro energético.

- El sistema de calefacción del hotel está constituido por sus chimeneas.

- El edificio está bien aislado del exterior por gruesos muros característicos de la arquitectura tradicional andaluza. Este hecho unido al bosque que protege el área donde se sitúan las habitaciones y salón principal hace innecesario un sistema de aire acondicionado.
- Todos los electrodomésticos son de clase A++ y las lámparas de bajo consumo.
- Las ventanas cuentan con un sistema de cierre eficiente y doble acristalamiento.

Las coordenadas geográficas del pequeño hotel rural situado en el Parque Natural Montes de Málaga son:

- Latitud: 36.735° (Norte)
- Longitud: -4.360° (Oeste)

Los propietarios han decidido reducir al mínimo el coste del sistema, por lo que no resulta viable instalar un sistema de seguimiento solar. De cualquier manera, la azotea sobre la cocina donde se pretende situar el generador fotovoltaico cuenta con una orientación sureste, que permite orientar los módulos directamente al sur.

El hotel cuenta con las siguientes estancias:

- Recepción
- salón-comedor
- Cocina
- Terraza-comedor
- Tres habitaciones familiares
- Un estudio donde viven los propietarios
- Un aseo en la planta principal
- Un baño en cada habitación

También cuenta con una zona ajardinada alrededor del edificio iluminada por lámparas de bajo consumo. En el jardín existe una caseta destinada a guardar herramientas que será acondicionada para albergar el inversor, el regulador de carga y el acumulador. La caseta cuenta con estructura de hormigón armado y cerramientos en ladrillo visto, y una superficie de 10 m² aproximadamente. Se encuentra bien impermeabilizada y a pocos metros de la azotea de la cocina, donde se instalará el GFV. La caseta cuenta con una puerta con cerradura que impedirá la entrada a cualquier persona no autorizada. Existe en su interior suficiente espacio para poder distanciar convenientemente el inversor del acumulador. La caseta se destinará únicamente a este uso, por lo que no hay peligro de que existan en su interior materiales inflamables. Además la ventilación de que dispone la caseta es adecuada para albergar los equipos.

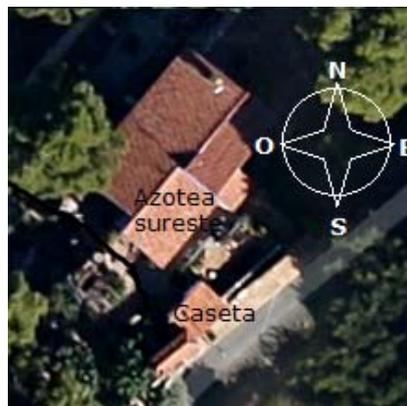


Figura VIII. Azotea sureste y caseta.

8. PRESENTACION Y RESUMEN GENERAL DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO DISEÑADO

Con el objeto de disponer de una visión general del sistema fotovoltaico autónomo diseñado antes de pasar a una descripción mas detallada, se adjunta la figura IX, donde aparecen los componentes principales del sistema, y la tabla I, donde se recogen las características técnicas mas significativas de dichos componentes.

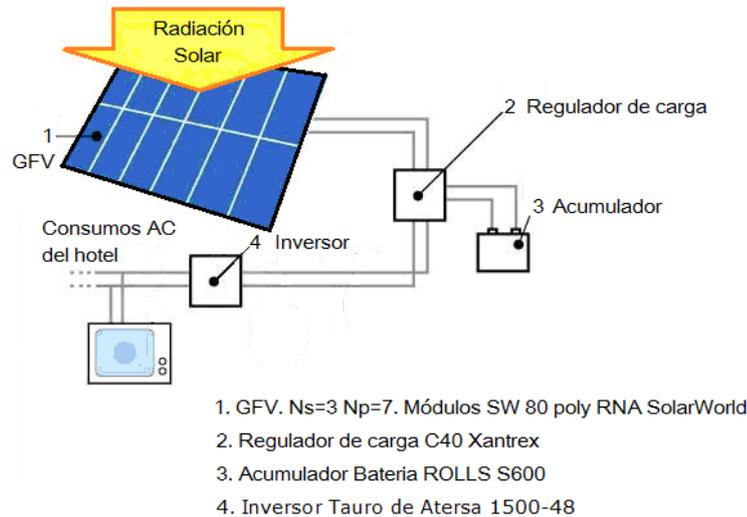


Figura IX. Esquema general del Sistema Fotovoltaico Autónomo

Resumen del Sistema Fotovoltaico Autónomo		
Generador fotovoltaico		
Módulos		SW 80 poly RNA de Solarworld
Eficiencia del módulo en STC	η_{STC}	12,20 %
Configuración		$N_s=3$ $N_p=7$
Potencia pico	P_{GFV}	1,68 KW
Potencia en el punto de máxima potencia	$P_{GFV,M,STC}$	1,688 KW
Intensidad de corriente de cortocircuito	$I_{GFV,sc,STC}$	33,46 A
Voltaje a circuito abierto	$V_{GFV,oc,STC}$	65,7 V
Intensidad de corriente a máxima potencia	$I_{GFV,M,STC}$	31,43 A
Voltaje a máxima potencia	$V_{GFV,M,STC}$	53,7 V
Área del generador	A_{GFV}	13,671 m ²
Acumulador - Bateria Rolls S600		
Capacidad	C_{bat}	600 Ah
Autonomía	C_s	3.05 días
Regulador de carga Xantrex C40		
Inversor Tauro de Atersa 1500-48		
Potencia nominal	P_n	1500 W
Tensión de entrada	V_{DC}	48 V
Estructura de fijación de los módulos - Sunfix Plus de SolarWorld		

Tabla I. Resumen general del sistema fotovoltaico autónomo

9. DATOS GENERALES PARA EL DIMENSIONADO DEL SISTEMA

9.1. Ubicación de la instalación

El hotel rural donde se lleva a cabo la instalación del sistema fotovoltaico autónomo está inmerso en el Parque Natural Montes de Málaga. Sus coordenadas geográficas son:

- Latitud: 36.735° (Norte)
- Longitud: -4.360° (Oeste)

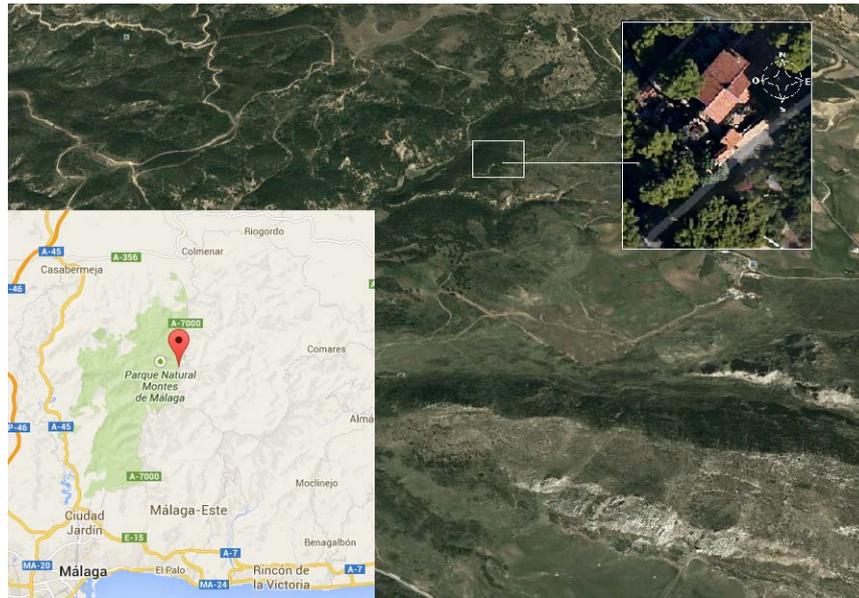


Figura X. Localización del hotel rural en el Parque Natural Montes de Málaga

9.2. Determinación de la energía solar disponible

El programa PVGIS, conocidas las coordenadas geográficas de la localización del hotel, nos proporciona los valores de radiación media diaria para cada mes del año según diferentes ángulos de inclinación del generador FV, expresados en KWh/m^2 día.

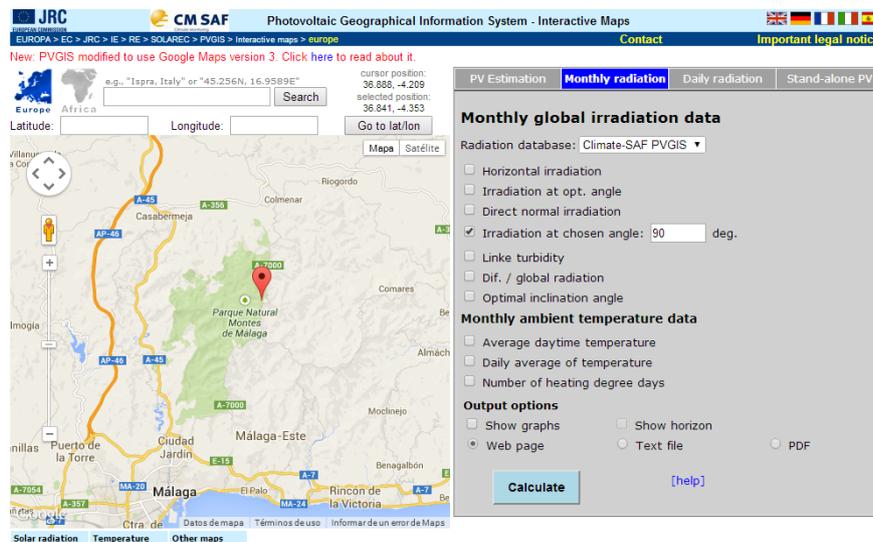


Figura XI. Programa PVGIS. Radiación y temperatura.

Radiación (KWh/m ² día) en el Parque Natural Montes de Málaga Location: 36,840° North, 4,353 West, Elevation: 271 m a.s.l.										
Angulo de inclinación										
Mes	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90
Enero	2,45	2,96	3,40	3,77	4,03	4,19	4,25	4,18	4,01	3,73
Febrero	3,11	3,57	3,96	4,24	4,42	4,49	4,45	4,28	4,01	3,63
Marzo	4,42	4,83	5,12	5,30	5,35	5,27	5,05	4,71	4,26	3,69
Abril	5,51	5,77	5,90	5,90	5,75	5,46	5,04	4,50	3,85	3,11
Mayo	6,64	6,75	6,71	6,51	6,16	5,66	5,03	4,29	3,46	2,56
Junio	7,78	7,79	7,62	7,28	6,76	6,08	5,26	4,32	3,30	2,23
Julio	7,68	7,75	7,64	7,35	6,87	6,23	5,44	4,53	3,51	2,44
Agosto	6,83	7,09	7,18	7,09	6,83	6,40	5,80	5,06	4,19	3,23
Septiembre	5,15	5,56	5,84	5,98	5,97	5,81	5,50	5,05	4,47	3,78
Octubre	3,56	4,02	4,38	4,64	4,79	4,81	4,71	4,48	4,14	3,70
Noviembre	2,64	3,16	3,60	3,95	4,20	4,35	4,38	4,29	4,09	3,77
Diciembre	2,23	2,71	3,13	3,48	3,74	3,90	3,97	3,93	3,78	3,53
Media anual	4,84	5,17	5,38	5,46	5,41	5,23	4,91	4,47	3,92	3,28

Tabla II. Radiación incidente en KWh/m² día en la localización. (PVGIS)

9.3. Datos de temperatura

El programa PVGIS nos ofrece igualmente los datos de temperatura media mensual y anual en la localización del proyecto.

Temperatura media en Málaga: Location: 36° 44'07" North, 4° 21'36" West, Elevation: 191m												
Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Temperatura media (°C)	8.5	9.7	12.4	14.2	17.9	22.8	25.3	25.1	21.2	17.4	11.9	9.2
Temperatura media anual (°C)	16.3											

Tabla II. Datos de temperatura media. (PVGIS)

9.4. Determinación de las necesidades de energía del hotel.

Con la finalidad de realizar un correcto diseño del sistema es necesario conocer detalladamente los consumos del hotel a lo largo del día y para cada uno de los meses del año. Los consumos será mayores durante los fines de semana y los periodos vacacionales. Quedan recogidos en la tabla III.

Quedarán excluidos de los consumos eléctricos los siguientes sistemas:

- Calefacción: el hotel cuenta con dos chimeneas y una estufa de leña en cada habitación.
- Agua caliente: un sistema termosolar provee de agua caliente al hotel.
- Cocina de gas

		Iluminación										Electrodomésticos					Energía diaria necesaria (KWh/día)
		Recepción	Salón comedor	Cocina	Aseo	Jardín	Escalera	Habitación 1	Habitación 2	Habitación 3	Estudio	Ordenador	Microondas	Lavadora	Lavavajillas	Frigorífico	
Potencia (W)		22	55	22	11	121	11	22	22	22	22	300	640	350	800	110	245
Ene	horas de funcionamiento	6	6	4	1	1	0,5	2	2	2	2	6	0,5	0,2	1	24	4
	Energía diaria (Wh)	132	330	88	11	121	5,5	44	44	44	44	1800	320	70	800	2640	980
Feb	horas de funcionamiento	6	6	4	1	1	0,5	2	2	2	2	6	0,5	0,2	1	24	4
	Energía diaria (Wh)	132	330	88	11	121	5,5	44	44	44	44	1800	320	70	800	2640	980
Mar	horas de funcionamiento	6	6	4	1	1	0,5	2	2	2	2	6	0,5	0,2	1	24	4
	Energía diaria (Wh)	132	330	88	11	121	5,5	44	44	44	44	1800	320	70	800	2640	980
Abr	horas de funcionamiento	5	5	3	0,5	1	0,3	1	1	1	1	6	0,5	0,2	1	24	3
	Energía diaria (Wh)	110	275	66	5,5	121	2,8	22	22	22	22	1800	320	70	800	2640	735
May	horas de funcionamiento	5	5	3	0,5	1	0,3	1	1	1	1	6	0,5	0,2	1	24	3
	Energía diaria (Wh)	110	275	66	5,5	121	2,8	22	22	22	22	1800	320	70	800	2640	735
Jun	horas de funcionamiento	4	4	2	0,3	1	0,3	0,5	0,5	0,5	0,5	6	0,3	0,2	1	24	2
	Energía diaria (Wh)	88	220	44	2,8	121	2,8	11	11	11	11	1800	160	70	800	2640	490
Jul	horas de funcionamiento	4	4	2	0,3	1	0,3	0,5	0,5	0,5	0,5	6	0,3	0,2	1	24	2
	Energía diaria (Wh)	88	220	44	2,8	121	2,8	11	11	11	11	1800	160	70	800	2640	490
Ago	horas de funcionamiento	4	4	2	0,3	1	0,3	0,5	0,5	0,5	0,5	6	0,3	0,2	1	24	2
	Energía diaria (Wh)	88	220	44	2,8	121	2,8	11	11	11	11	1800	160	70	800	2640	490
Sep	horas de funcionamiento	5	5	3	0,5	1	0,3	1	1	1	1	6	0,5	0,2	1	24	3
	Energía diaria (Wh)	110	275	66	5,5	121	2,8	22	22	22	22	1800	320	70	800	2640	735
Oct	horas de funcionamiento	6	6	4	1	1	0,5	2	2	2	2	6	0,5	0,2	1	24	4
	Energía diaria (Wh)	132	330	88	11	121	5,5	44	44	44	44	1800	320	70	800	2640	980
Nov	horas de funcionamiento	6	6	4	1	1	0,5	2	2	2	2	6	0,5	0,2	1	24	4
	Energía diaria (Wh)	132	330	88	11	121	5,5	44	44	44	44	1800	320	70	800	2640	980
Dic	horas de funcionamiento	6	6	4	1	1	0,5	2	2	2	2	6	0,5	0,2	1	24	4
	Energía diaria (Wh)	132	330	88	11	121	5,5	44	44	44	44	1800	320	70	800	2640	980

Tabla III. Consumo eléctrico en el hotel.

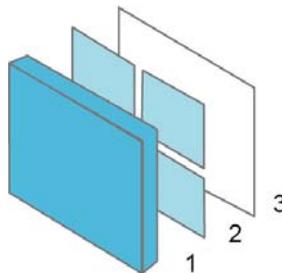
10. COMPONENTES Y MATERIALES DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.

10.1. El módulo fotovoltaico

Se ha seleccionado el módulo de SolarWorld SW 80 poly RNA, atendiendo a los criterios de eficiencia, precio por watio pico y calidad. El precio del módulo asciende a 110 €, lo que implica un coste por watio pico de 1,37 €.

Los módulos SW 80 poly RNA serán los encargados de la captación y conversión de la radiación solar. Sus características principales son:

- La tecnología de sus 36 células es silicio policristalino
- Las células se encuentra encapsuladas en una lámina transparente de EVA (Acetato de Vinilo-Etileno) y están protegidas por una cubierta de vidrio templado.
- Los módulos han sido sellados con un compuesto de láminas de alta calidad en su parte posterior. Para asegurar una alta estabilidad de los módulos evitando el desprendimiento de su marco de aluminio, este y el vidrio se encuentran firmemente unidos con una capa continua de silicona.
- Cuentan con una elevada resistencia en su parte frontal, de hasta 5,4 KN/m², cumpliendo la norma IEC 61215. De esta manera pueden resistir importantes cargas de hielo o nieve.



1. Parte frontal: vidrio templado
2. Células solares cristalinicas encapsuladas en una lámina transparente de EVA (Acetato de Vinilo-Etileno)
3. Parte posterior: compuesto de láminas

Figura XII. Encapsulado de los módulos. Ref.13

- Los módulos cuentan con una caja de conexión bien protegida contra la intemperie y la limpieza de los módulos con chorros de agua, lo que garantiza la seguridad y facilidad del cableado.



Figura XIII. Caja de conexión de los módulos. Ref.13



Figura XIV. Módulo SW 80 poly RNA

En la tabla IV se recogen las características eléctricas del módulo, así como su eficiencia y área.

Comportamiento del módulo SW 80 poly RNA en STC (1000 W/m ² , 25°C, AM 1,5)		
Potencia en el punto de máxima potencia	$P_{mod,M,STC}$	80 W
Tensión a circuito abierto	V_{oc}	21,9 V
Tensión en el punto de máxima potencia	V_M	17,9 V
Intensidad de corriente de cortocircuito	I_{sc}	4,78 A
Intensidad de corriente en el punto de máxima potencia	I_M	4,49 A
Área	A_{mod}	0,651 m ²
Eficiencia del módulo fotovoltaico en STC	η_{STC}	12,20%

Tabla IV. características del módulo SW 80 poly RNA en STC. Ref.13
Tolerancia de medida de la potencia máxima de +/- 2%, de acuerdo con TÜV Rheinland

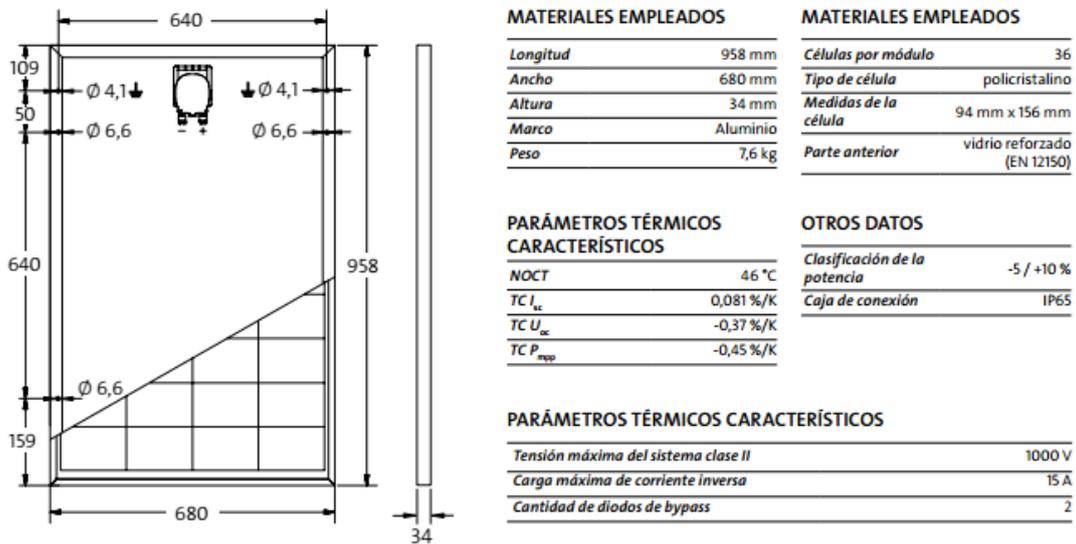


Figura XV. Dimensiones y materiales del módulo SW80 poly RNA. Ref.13

La figura XVI representa diferentes curvas características del módulo, dependiendo de la irradiancia recibida.

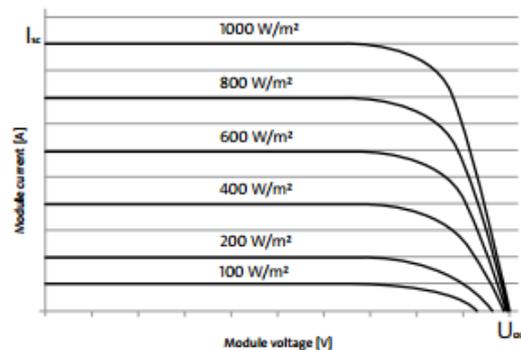


Figura XVI. Curvas características I-V para el módulo SW 80 poly RNA

10.2. El Generador Fotovoltaico

El generador fotovoltaico encargado de convertir la radiación solar en energía eléctrica está constituido por 21 módulos SW 80 poly RNA. Su configuración es $N_s=3$ $N_p=7$, es decir, está formado por 7 ramas en paralelo con 3 módulos conectados en serie en cada rama, como se aprecia en la figura XVII. De esta manera se consigue una potencia pico de 1,68 KW en STC.

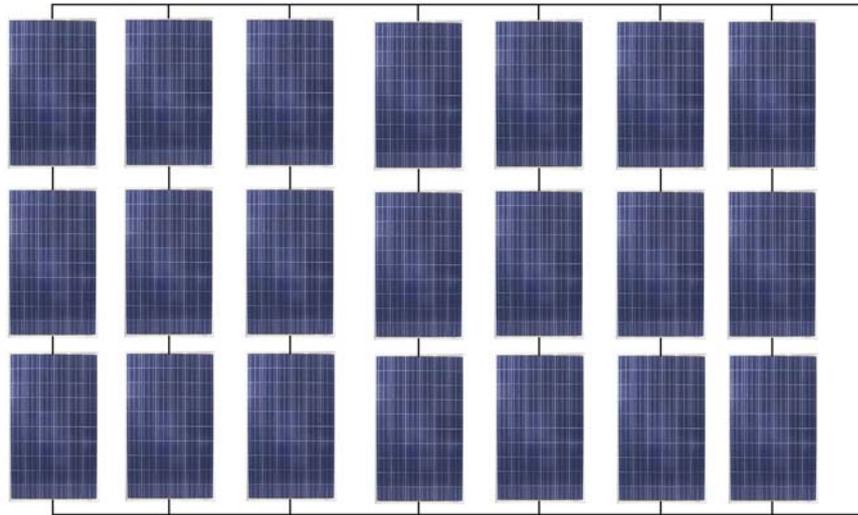


Figura XVII. Configuración del generador fotovoltaico ($N_s=3$ $N_p=7$).

En la tabla V se han recogido las características eléctricas, configuración y área del generador fotovoltaico.

Generador fotovoltaico		
Módulos		SW 80 poly RNA de Solarworld
Eficiencia del módulo en STC	η_{STC}	12,20 %
Configuración		$N_s=3$ $N_p=7$
Potencia pico	P_{GFV}	1,68 KW
Potencia en el punto de máxima potencia	$P_{GFV,M,STC}$	1,688 KW
Intensidad de corriente de cortocircuito	$I_{GFV,sc,STC}$	33,46 A
Voltaje a circuito abierto	$V_{GFV,oc,STC}$	65,7 V
Intensidad de corriente a máxima potencia	$I_{GFV,M,STC}$	31,43 A
Voltaje a máxima potencia	$V_{GFV,M,STC}$	53,7 V
Área del generador	A_{GFV}	13,671 m ²

Tabla III. características del Generador Fotovoltaico.

El generador fotovoltaico se integrará sobre la cubierta plana de la cocina del hotel. Los módulos se fijarán a la cubierta mediante la estructura soporte Sunfix Plus de SolarWorld, dotando al conjunto de un azimut de 0° (orientación Sur) y una inclinación sobre la horizontal de 60°.

10.3. La estructura soporte

La estructura sobre la que se fijan los módulos fotovoltaicos se puede describir como constituida por dos subsistemas, como se puede apreciar en la figura V.

1. Conjunto de perfiles que van anclados al forjado de la azotea situada sobre la cocina del hotel.
2. Estructura que proporciona el ángulo de inclinación y el apoyo directo a los módulos.



Figura XVIII. Estructura soporte Sunfix Plus de SolarWorld. Ref.13

El sistema seleccionado se denomina Sunfix Plus que es producido por el mismo fabricante que los módulos seleccionados para el generador fotovoltaico (SOLARWORLD). Este sistema cuenta con las siguientes ventajas:

- Su estabilidad debido a la alta calidad de los materiales de Sunfix plus, que garantiza una gran durabilidad del sistema. La resistencia estructural del sistema está certificada conforme al Eurocódigo 1.
- Su flexibilidad, ya que admite gran número de opciones de fijación, de manera que puede montarse sobre cualquier tipo de cubierta, tanto plana como inclinada.
- Su eficiencia, puesto que los perfiles y los elementos de unión del sistema Sunfix plus se adaptan perfectamente entre sí.

Los perfiles que conforman la estructura están fabricados en aluminio y los elementos de unión están fabricados en acero inoxidable y aluminio, cumpliendo de esta manera con la Instrucción técnica complementaria ITC FV 04, publicada en BOJA el 18 de mayo de 2007 (Ref.32). De esta manera la estructura requiere un mantenimiento mínimo y asegura una excelente resistencia frente a los agentes ambientales.

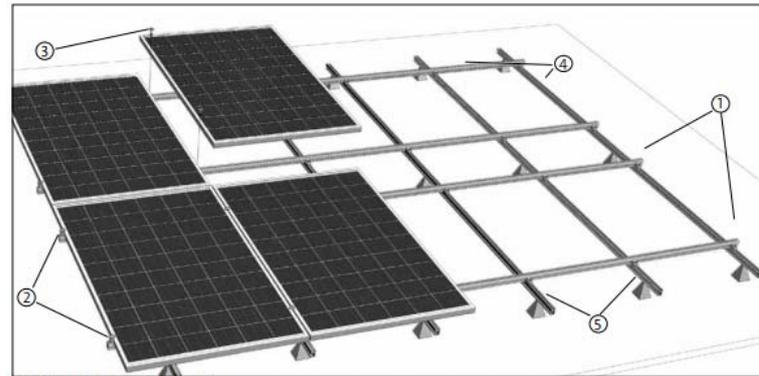
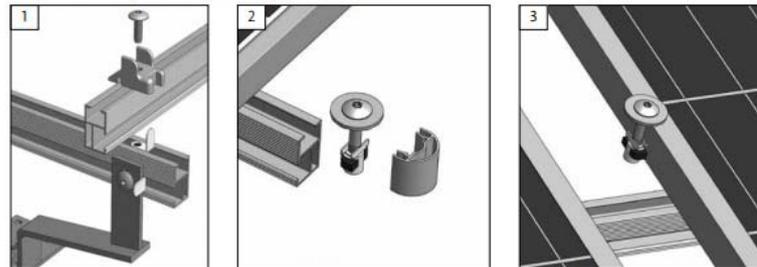
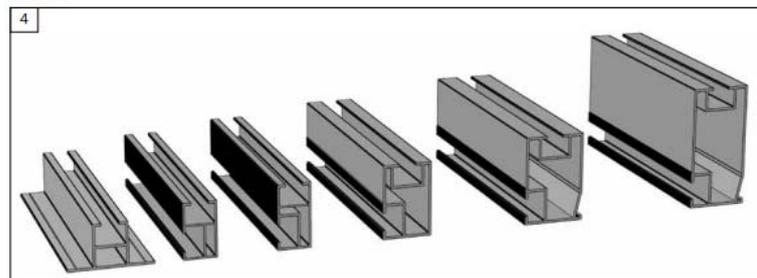


Fig. B 1-1 Montaje de la estructura de base

Detalles sobre el ajuste de la perfilera y de los módulos



Perfiles



Perfiles portantes de aluminio Fix Plus

Figura XIX. Esquema general y detalles de la estructura soporte Sunfix. Ref.13

10.4. El subsistema de Acumulación (batería)

El acumulador ha sido dimensionado en el anexo correspondiente basándose en la idea de que la capacidad de la batería debe cubrir el déficit energético entre generación y consumo correspondiente al peor mes. Al realizar el balance energético entre la energía producida por el generador fotovoltaico y la energía consumida por las cargas del sistema a lo largo del año se descubre en diciembre un déficit, como se aprecia en la tabla X del Anexo Métodos de Dimensionado. Para cubrir dicho déficit será necesario un acumulador con una capacidad mínima igual a dicho déficit de manera que el balance energético no resulte negativo. Siguiendo este criterio y el de conseguir una autonomía mínima de 3 días (recomendación recogida en la obra "Energía Solar Fotovoltaica y Cooperación al desarrollo. Ingeniería sin fronteras" (Madrid. Instituto de estudios políticos para America Latina y África. 1999) referencia 11) se ha seleccionado la Batería Rolls S600. Sus características se pueden ver en la figura XX.

Según el método de dimensionado LLP (Loss of Load Probability) se ha llegado a seleccionar el mismo acumulador.

La batería modelo Rolls S600 cuenta con una capacidad de 600 Ah y proporciona una autonomía de 3.05 días, que se considera suficiente para la localización en el Parque Natural Montes de Málaga.



Batería ROLLS 48V 600Ah S600

3229,5 €

Voltaje	48V
Amperios / Hora	Entre 300Ah – 600Ah
Capacidad medida de la Batería	C100
Amperaje de la Batería	600Ah
Medidas de la Batería estacionario de 6V	318 x 181 x 425 mm cada vaso
Peso de la Batería	56 Kg cada unidad de 6V
Terminales incluidos	Sí
Garantía de la Batería	2 años + 5 prorrogable (en el caso de que la batería sufra una caída en el año 5, se devolverá el dinero equivalente a los 3 años de vida) devolución parcial del importe.
Durabilidad Asegurada	2 años
Información Adicional	n.d
Aplicaciones de Uso de la Batería	Energía Solar, aplicaciones solares fotovoltaicas
Porcentaje de Autodescarga	2% mensual

Figura XX. batería Rolls S600

Batería		
Capacidad	C_{bat}	600 Ah
Capacidad nominal	C_n	28.800 Wh
Días de autonomía	C_s	3.05 días

Tabla VI. Resumen de la capacidad de la batería.

10.5. El regulador de carga

A pesar de que el regulador de carga puede suponer tan solo un 5% del coste total de sistema aproximadamente, su funcionamiento tiene una influencia crucial en la vida útil del acumulador, y consecuentemente en el coste final del sistema fotovoltaico autónomo. Se estima que esta influencia está comprendida entre un 20% y un 40%, dependiendo del coste de sustitución del acumulador.

El regulador de carga para la batería se ha seleccionado atendiendo a la tensión del sistema y a la intensidad de corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico, en condiciones estándar de medida, a la cual se le debe aplicar un coeficiente de seguridad del 130 %. Esto se debe a que en días con nubes la irradiancia puede llegar a alcanzar los 1.300 W/m^2 .

Parámetros para seleccionar el regulador de carga	
Intensidad	Intensidad del regulador = $1,3 \times I_{GFV, sc,STC} = 1,3 \times 33,46 = 43,5 \text{ A}$
Voltaje a circuito abierto en el Generador FV	$V_{GFV, oc,STC} = 65,7 \text{ V}$
Tensión de la batería	$V_{bat} = 48 \text{ V}$

Tabla VII. Parámetros para seleccionar el regulador de carga

Atendiendo a estas consideraciones se ha seleccionado el regulador de carga modelo C40 de Xantrex, cuyas características técnicas se puede ver en la figura XXI

Controladores serie C

xantrex

Controladores de carga, derivación o recarga

Especificaciones eléctricas			
Modelos	C35	C40	C60
Configuraciones de voltaje	12 y 24 VCC	12, 24, y 48 VCC	12 y 24 VCC
Tensión máx. del conjunto en circuito abierto FV	55 VCC	125 VCC	55 VCC
Carga / Corriente de carga (a 25 °C)	35 amperios CC	40 amperios CC	60 amperios CC
Corriente pico máx.	85 amperios	85 amperios	85 amperios
Caída de tensión máx. a través del controlador	0,30 voltios	0,30 voltios	0,30 voltios
Consumo normal en funcionamiento	15 ma	15 ma	15 ma
Consumo normal en estado inactivo	3 ma	3 ma	3 ma
Tamaño de breaker recomendado	45 amperios	50 amperios	60 amperios a 100% funcionamiento continuo
Tamaño del cableado recomendado	#8 AWG	#8 AWG	#6 AWG
Instalaciones con baterías de plomo-ácido	Ajustable	Ajustable	Ajustable
Instalaciones con baterías de NiCad	Ajustable	Ajustable	Ajustable
Modo de control de carga	Reconexión de baja tensión - Ajustable (pegatina proporcionada junto con la unidad) en todos los modelos Desconexión de baja tensión - Reconexión automática o manual seleccionable por el usuario - incluye indicador de advertencia antes de la desconexión y proporciona un período de gracia para una vez seleccionable por el usuario) en todos los modelos		



Figura XXI. características del regulador de carga Xantrex C40.

A veces, como consecuencia de determinadas cargas que al ser conectadas pueden suponer un pico de corriente, se suele conectar la batería directamente al inversor para evitar que dicha intensidad pase por el regulador de carga, que puede no estar preparado para soportar tales picos. Esta configuración es posible únicamente si el inversor incorpora la función de regulación, para poder proteger, de esta manera, a la batería frente a sobrecargas y sobredescargas.

10.6. El subsistema de acondicionamiento de potencia (inversor)

El inversor es el dispositivo encargado de transformar la corriente continua producida por el generador fotovoltaico en corriente alterna necesaria para las cargas del sistema. De acuerdo con las características del generador fotovoltaico recogidas en la tabla VIII y la tensión de la batería ($V_{bat}=48\text{ V}$) se ha seleccionado el inversor Tauro de Atersa 1500-48. En su dimensionado se ha considerado un factor de seguridad de 0,9. Para Europa meridional se recomienda un factor de seguridad comprendido entre 0,85 y 1 (Ref.46).

Generador Fotovoltaico		
Módulos		SW 80 poly RNA de Solarworld
Eficiencia del módulo en STC	η_{STC}	12,20 %
Configuración		$N_s=3\ N_p=7$
Potencia pico	P_{GFV}	1,68 KW
Intensidad de corriente de cortocircuito	$I_{GFV,sc,STC}$	33,46 A
Voltaje a circuito abierto	$V_{GFV,oc,STC}$	65,7 V
Intensidad de corriente a máxima potencia	$I_{GFV,M,STC}$	31,43 A
Voltaje a máxima potencia	$V_{GFV,M,STC}$	53,7 V
Área del generador	A_{GFV}	13,671 m ²

Tabla VIII. características del generador fotovoltaico para seleccionar el inversor.

Número de Modelo 48V inversor de onda senoidal pura	1500W inversor de onda senoidal pura
Potencia Nominal a 20°C I	1500W
Tensión Nominal de Entrada inversor de onda senoidal pura	48 Vdc
Rango Tensión de Entrada (Vdc)	40-69
Desconexión Automática Baja Tensión	43.8-46.4
Potencia Pico de Arranque Inversor	+300%
Intensidad Máx Pico Arranque en DC	150A
Forma de Onda del Inversor de Onda Senoidal Pura	Onda Senoidal Pura
Tensión Nominal de Salida inversor de onda senoidal pura	230 Vac o 110 Vac
Rango Tensión de Salida Inversor Onda	+7%
Frecuencia Nominal de Salida Inversor	50HZ o 60Hz
Rango Frecuencia de Salida Inversor	+/- 0.1 Hz
Distorsión Armónica Media Inversor	<4%
Rendimiento Máximo del inversor de onda senoidal pura	93%
Potencia en Régimen Constante inversor de onda senoidal pura	900 VA
Opción de Tensión de Salida 110V 60Hz	-
Sensibilidad para Arranque Automatico	9W
Consumo Aprox en vacío del inversor de onda senoidal pura	0.25 A
Consumo Medio en Automático inversor de onda senoidal pura	38 mA
Sistema de Aislamiento Inversor	Transformador toroidal según norma VDE-0550

Inversor Tauro de Atersa
1500 W 48 V



Características Físicas inversor de onda senoidal pura	inversor de onda senoidal pura
Sistema de Refrigeración inversor de onda senoidal pura	Natural
Rango de Temperatura de Trabajo	-5...+40°C
Humedad Relativa Máxima	<95%
Dimensiones del inversor de onda senoidal pura	425x250x195
Peso inversor de onda senoidal pura	17 Kg
Índice de Protección del inversor de onda senoidal pura	IP20
Material Envoltente	Metálica de chapa de aluminio pintado con Epoxi
Tomillería Inversor Onda Senoidal	Acero Inoxidable

Tabla IX. Característica técnicos del inversor Tauro de Atersa 1500W 48V.

10.7. El cableado

Se han distinguido cuatro tramos diferentes durante el dimensionado de los conductores, como se puede comprobar en la figura XXII:

1. Tramo de cable de cada rama del generador fotovoltaico a la caja de conexión DC.
2. Tramo de la caja de conexión DC hasta el regulador de carga.
3. Tramo del regulador de carga a la batería e inversor.
4. Tramo del inversor a las cargas del sistema.

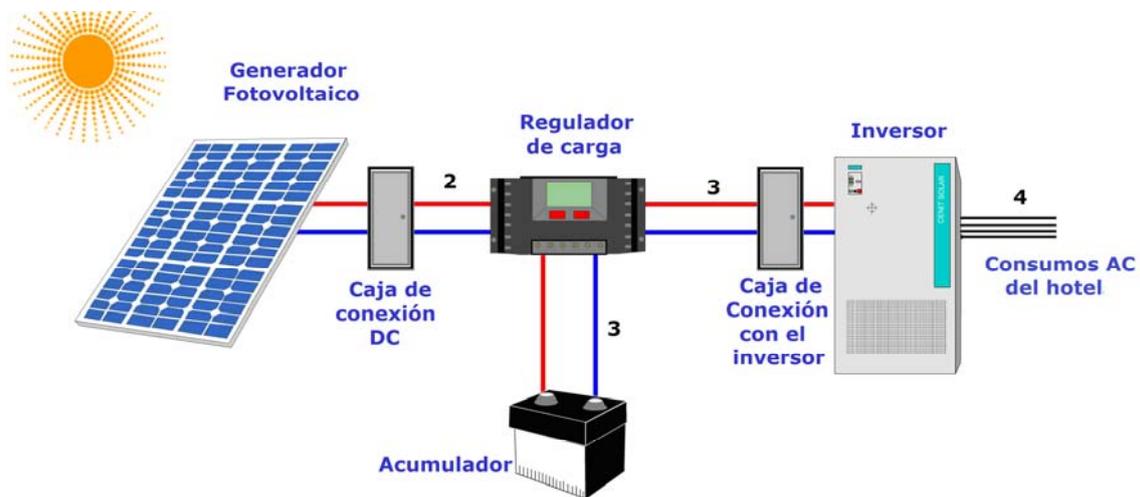


Figura XXII. Esquema general del cableado

Las secciones y longitudes de cable necesarios para el sistema se recogen en la tabla X.

Resumen dimensionado del cableado del sistema		
Tramo	Sección	Longitud
Rama del Generador Fotovoltaico - Caja DC	4 mm ²	10m
Caja DC - Regulador de carga	16 mm ²	1,8 m
Regulador de carga/acumulador/inversor	16 mm ²	1,85 m
Cable de alterna	4 mm ²	10 m

Tabla X. Cableado del sistema

10.8. Las protecciones

Tal y como se indica en el Pliego de condiciones técnicas de instalaciones fotovoltaicas aisladas de red del IDAE (Ref.14), el sistema de protecciones asegurará la protección de las personas frente a contactos directos e indirectos. Además la instalación estará protegida frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones.

En dicho pliego de condiciones técnicas también se establece que todas las instalaciones con tensiones nominales superiores a 48 voltios contarán con una toma de tierra a la que estará conectada, como mínimo, la estructura soporte del generador y los marcos metálicos de los módulos. La instalación fotovoltaica que nos ocupa tiene una tensión en circuito abierto en el Generador fotovoltaico de 65,7 V y por lo tanto es obligatorio conectarla a tierra. Además se ha optado por razones de seguridad y protección de las personas frente a contactos directos e indirectos la conexión flotante del generador (conectar a tierra únicamente las masas metálicas).

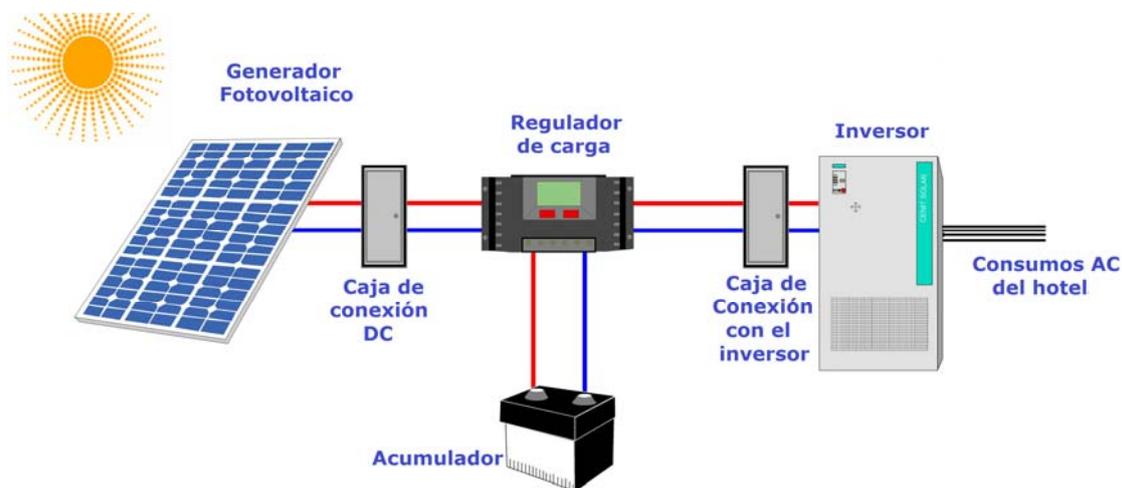


Figura XXIII. Ubicación de las protecciones del sistema.

Las protecciones del sistema se encuentran ubicadas según se indica a continuación (ver figura XI)

- Conexión del generador a Tierra: Generador flotante.
- Caja de conexión DC
 - Fusibles de rama
 - Descargadores de tensión
- Caja de conexión con el inversor
 - Descargadores de tensión
 - Interruptor Magnetotérmico
 - Interruptor seccionador en carga

La tabla IX recoge las protecciones seleccionadas para el sistema

Resumen de las medidas de protección		
Conexión a tierra	Generador flotante	
Caja de conexión DC	Fusibles de rama	Fabricante Gave. Modelo Solartec 30F8PV
	Descargadores de tensión	Fabricante OBO Bettermann Modelo V50 B+C 2-PH600
Caja de conexión con el inversor	Descargadores de tensión	Fabricante OBO Bettermann Modelo V50 B+C 2-PH600
	Interruptor magnetotérmico	Fabricante ABB Modelo S802PV-S63
	Interruptor seccionador en carga	Fabricante ABB Modelo OES200R22SOL

Tabla XI. Protecciones del sistema

11. MANTENIMIENTO

11.1. Introducción

En este punto se definen las tareas e inspecciones mínimas de mantenimiento en base a la Instrucción Técnica Complementaria ITC-FV-11 (Ref.32) que garantizarán un correcto funcionamiento de la instalación fotovoltaica autónoma en el pequeño hotel rural durante su vida útil, aumentando su fiabilidad y prolongando su vida.

- Los propietarios del hotel contarán con una copia del proyecto de la instalación, como mínimo.
- Las operaciones de mantenimiento que se lleven a cabo deben quedar registradas en el libro de mantenimiento.

El manual de operación y mantenimiento del SFA debe contar con:

1. Las instrucciones de mantenimiento

Se pueden distinguir dos tipos de mantenimiento:

- Mantenimiento preventivo
Consiste en operaciones de inspección visual, sustitución de componentes y verificación de actuaciones, principalmente. Su objetivo es mantener las condiciones de funcionamiento, durabilidad, protección y prestaciones de la instalación. Las tareas e inspecciones a realizar y su periodicidad se especifican mas adelante.
- Mantenimiento correctivo
Hasta que finalice el periodo de garantía del SFA, la empresa instaladora es la responsable de llevar a cabo todas las operaciones de mantenimiento correctivo, sin que estas impliquen ningún gasto para los propietarios del hotel. Cuando concluya el periodo de garantía, los propietarios del hotel pueden llegar a un acuerdo con la empresa instaladora para contratar el mantenimiento de la instalación.

2. Las instrucciones de operación

Estas instrucciones de operación deben contener una explicación sencilla y completa de:

- El modo de funcionamiento de la instalación, y el funcionamiento de cada uno de sus componentes.
- El significado de cada una de las señales, tanto acústicas como ópticas, y sus valores, que puedan activarse en cada uno de los componentes del SFA.
- El funcionamiento y significado de las protecciones.

La Garantía.

La empresa instaladora debe garantizar la instalación y los equipos por un período mínimo de 2 años, durante el cual se responsabiliza del mantenimiento del SFA sin que implique ningún coste para los propietarios del hotel. Estos deben comunicar al instalador cualquier anomalía o defecto de funcionamiento que detecten en el sistema. En lo que respecta a la garantía, se aplica la Ley 23/2003, de 10 de julio, de Garantías en la Venta de Bienes de Consumo.

Para facilitar las inspecciones y tareas de mantenimiento, estas se han ordenado atendiendo a su periodicidad en (Ref.9):

- Inspecciones y tareas a realizar de forma mensual.
- Inspecciones y tareas a realizar de forma trimestral.
- Inspecciones y tareas a realizar de forma anual.

11.2. Inspecciones y tareas a realizar de forma mensual en los principales componentes del sistema.

En los módulos fotovoltaicos.

- Inspecciones
 1. Inspección visual para buscar pérdidas de adhesión entre las diferentes capas que forman el módulo fotovoltaico. Una falta de adhesión provocaría la entrada de humedad y daños en el módulo.
 2. Inspección visual de posibles fracturas del vidrio a causa de impacto mecánico o de granizo.
- Tareas
 1. Limpiar el polvo acumulado sobre la superficie de los módulos fotovoltaicos.
 2. Limpiar el módulo de las posibles coloraciones permanentes de alguna zona del vidrio. Este fenómeno se conoce como soiling
 3. Retirar objetos que puedan causar sombreado sobre los módulos fotovoltaicos.

En el inversor

- Inspecciones
 1. Verificar los indicadores de operación del inversor.
 2. Inspeccionar el correcto funcionamiento del sistema de alarma óptica y/o acústica del inversor para indicar que el voltaje de la batería está fuera del rango de seguridad.
- Tarea
 1. Limpiar con un paño seco el polvo acumulado sobre la superficie del inversor.

En el acumulador

- Inspecciones
 1. Inspección visual de la parte exterior del acumulador con el objeto de buscar indicios de roturas de los contenedores o señales de líquidos de batería derramados.
 2. Verificar la correcta conexión de los cables y los bornes de las baterías.
 3. Comprobar los niveles de electrolito de las baterías para asegurarse de que se hallan en los niveles óptimos para su funcionamiento.
- Tareas
 1. Utilizando un multímetros digital medir los voltajes del 10% de los vasos de las baterías escogidos aleatoriamente.
 2. Limpiar el polvo, la posible corrosión o el ácido de las tapas, los bornes de conexión y las conexiones.
 3. Con la ayuda de una cámara de infrarrojo, medir la temperatura de los vasos del acumulador.
 4. Medir la densidad del electrolito de los vasos del acumulador utilizando un densímetro.

En el regulador

- Inspecciones
 1. Verificar los indicadores de operación como por ejemplo, desconexión por bajo voltaje de la batería, o los parámetros de funcionamiento de la misma.
- Tareas
 1. Limpiar con un paño seco el polvo acumulado sobre la superficie del regulador.

11.3. Inspecciones y tareas a realizar de forma trimestral en los principales componentes del sistema.

En los módulos fotovoltaicos.

- Inspecciones
 1. Inspección visual para buscar el posible ingreso de humedad en los módulos.
 2. Inspección visual de la capa plástica posterior con la intención de buscar roturas que permitan la entrada de humedad.
 3. Inspección visual de la capa anti-reflectante de las células fotovoltaicas con el objeto de detectar la posible entrada de humedad.
 4. Usando una cámara de infrarrojo, buscar la formación de posibles puntos calientes a consecuencia de sombreado o acumulación de suciedad de manera heterogénea sobre la superficie de los módulos, o bien, fallo de diodos de paso.

En el inversor

- Inspecciones
 1. Inspeccionar el correcto funcionamiento del sistema de alarma óptica y/o acústica del inversor para indicar que el voltaje de la batería está fuera del rango de seguridad

En el acumulador

- Tareas

1. Medir la temperatura en el 10% de los vasos del acumulador con ayuda de una cámara de infrarrojo.
2. Medir el voltaje de los vasos de las baterías haciendo uso de un multímetro digital.
3. Con un densímetro, medir la densidad del electrolito del 10% de los vasos del acumulador, pero no realizar esta inspección justo después de añadir agua destilada a los vasos. Esperar en tal caso algunas horas a que se haya producido una igualación de la densidad en la disolución de cada vaso.

En el regulador

- Inspección

1. Inspeccionar el correcto funcionamiento del sistema de alarma óptica y/o acústica del regulador para indicar que el voltaje de la batería está fuera del rango de seguridad.

En el cableado

1. Inspeccionar visualmente las conexiones de todo el cableado del sistema con el objeto de buscar fallos de aislamiento o desconexiones.

11.4. Inspecciones y tareas a realizar de forma anual en los principales componentes del sistema.

En los módulos fotovoltaicos.

- Inspecciones

1. Inspeccionar visualmente para buscar posibles fallos en la soldadura o en la adhesión de las interconexiones de las células fotovoltaicas y las interconexiones entre módulos conectados en serie.
2. Buscar posibles puntos que emitan radiación debido a dedos de interconexión de células fotovoltaicas cortadas. Se conectará una fuente de alimentación que fuerce una corriente, en oscuridad, para encontrar con una cámara de electroluminiscencia aquellos puntos que emitan radiación.

En el acumulador

- Tareas

1. Medir la temperatura de cada uno de los vasos del acumulador y conexiones mediante una cámara de infrarrojo.
2. Medir la densidad del electrolito en todos los vasos del acumulador. No realizar la medición tras añadir agua destilada a los vasos. Es necesario esperar varias horas a que se iguale la densidad dentro de cada vaso.
3. Haciendo uso de un micrómetro, medir la resistencia de las conexiones entre vasos del acumulador.
4. Con una cámara de infrarrojo, medir la temperatura de la batería y la temperatura ambiente en la habitación que alberga al acumulador.

En el cableado

- Tareas

1. Medir la resistencia de las conexiones entre los módulos, módulos y caja de conexión DC, caja de conexión DC y regulador, regulador e inversor, regulador y acumulador, e inversor y caja de conexión con el inversor usando un micrómetro.
2. Reponer el aislante en aquellas partes que el cable lo haya perdido.
3. Ajustar las conexiones del cableado del SFA.

12. NORMAS Y REFERENCIAS

1. Esquema básico de un Sistema Fotovoltaico Autónomo.
<http://www.portal-energia.com/dimensionamiento-do-controlador-de-carga-para-um-sistema-solar/>
2. Master en energía renovable y mercado energético. Energía solar fotovoltaica. Escuela de organización industrial. Sistemas fotovoltaicos. Miguel Alonso Abella. CIEMAT
http://api.eoi.es/api_v1_dev.php/fedora/asset/eoi:45337/componente45335.pdf
3. Seminarios PV in bloom. Introducción a los sistemas fotovoltaicos.
4. SFA para telecomunicaciones. Telma Mobile Project. Madagascar
<http://www.phaesun.com/systems/references/industrial-projects/telecommunication-systems/telma-mobile-project.html>
5. SFA para irrigación (bombeo)
<http://www.sunflower-solar.com/>
6. Google Earth
<https://www.google.es/intl/es/earth/index.html>
7. PVGIS. Radiación solar incidente.
<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#>
8. Manual sobre grupos electrógenos.
http://www.taiguergeneradores.com/user_files/archivos/guia-basica-grupos-electrogenos_100930001603.pdf
9. Master oficial de los Sistemas de Energía solar Fotovoltaica. Dimensionado de sistemas autónomos.
<http://ingemecanica.com/ingenieria/proyectos/proyecto106.pdf>
10. Dimensionado de Sistemas Fotovoltaicos autónomos. Miguel Alonso Abella. (CIEMAT).
http://api.eoi.es/api_v1_dev.php/fedora/asset/eoi:45340/componente45338.pdf
11. Energía Solar Fotovoltaica y Cooperación al desarrollo. Ingeniería sin fronteras. Madrid. Instituto de estudios políticos para América Latina y África. 1999. ISBN: 84-89743-08-8 Depósito legal: M-48471-1999
12. Especificación AENOR EA 0038. Cables eléctricos de utilización en circuitos de sistemas fotovoltaicos.
13. Fabricante de módulos fotovoltaicos SolarWorld
<http://www.solarworld.es/>

14. Instalaciones de energía solar fotovoltaica. Pliego de condiciones técnicas de Instalaciones Aisladas de Red. IDAE.
15. Precio y características de la batería Rolls S600
<https://autosolar.es/pdf/s480.pdf>
https://autosolar.es/baterias/bateria-48v/bateria-rolls-48v-600ah-s600_precio
16. Eduardo Lorenzo. "Electricidad solar. Ingeniería de los sistemas Fotovoltaicos", Progenza 1994.
17. Elección de un generador eléctrico de combustible o grupo electrógeno.
<http://issuu.com/import3000/docs/www.ventageneradoreselectricos.es?e=1989961/2745661#search>
18. AEMET
<http://www.aemet.es/>
19. Regulador de carga Xantrex
<http://www.solarmania.es/reguladores-de-carga/regulador-de-carga-xantrex-c40-12-24-48-v-40a>
20. Ficha técnica del regulador de carga Xantrex C40.
<http://www.solarmania.es/WebRoot/StoreLES/Shops/62517535/4BF7/0866/984C/E42C/DDF9/C0A8/29BB/66E2/C35C40C60-ES.pdf>
21. Ficha técnica del Modulo de Solarworld
<https://www.solarworld-usa.com/~media/www/files/datasheets/sunmodule-off-grid/sunmodule-off-grid-solar-panel-80-poly-rna.pdf>
22. Precio del modulo SW 80 Solarworld.
http://www.mare-solar.com/shop/index.php?main_page=product_info&products_id=3918
23. Norma UNE 20460-5-523. Instalaciones eléctricas en edificios.
24. Fabricante de fusibles.
<http://www.gave.com/international/es/productos/solartec.php>
25. Caracterización sinóptica de los procesos convectivos en el interior del nordeste peninsular. Nota técnica 3 de AEMET.
26. Emissions from Photovoltaic Life Cycles. Erik Alsema, Hyung Chulkim y Vasilism Thenakis. PV Environmental Research Center, Brookhaven National Laboratory, Upton, New York, Center for Life Cycle Analysis, Columbia University, New York, New York, and Copernicus Institute of Sustainable Development, Utrecht University, Heidelberglaan 2, 3584 CS Utrecht, The Netherlands.
27. Master oficial de los Sistemas de Energía solar Fotovoltaica (UNIA). Metodos de dimensionado 2013-14. Gustavo Nofuentes.
28. World Wildlife Fund for Nature WWF. Observatorio de la Electricidad
http://www.wwf.es/que_hacemos/cambio_climatico/
29. Boletín del mes de julio de 2014 del Observatorio de la Electricidad de WWF.
30. Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks (2008), EPA.

31. ICCP, Clima 2001, La base científica, Resumen técnico del Informe del Grupo de Trabajo I, p. 38
32. Instrucciones Técnicas Complementarias ITC FV de 01 a 11, publicada en BOJA el 18 de mayo de 2007.
33. Pliego de condiciones técnicas de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red. Anexo III (Calculo de las pérdidas de radiación solar por sombras)
34. Inversor Tauro de Atersa 1500W 48V
https://autosolar.es/inversores/inversores-48v/inversor-onda-senoidal-48-220-1500w_precio
35. Generador Digital Inverter Tenerife de Genergy
<http://www.genergy.es/>
36. Generador Digital Inverter Ezcaray de Genergy
<http://www.genergy.es/generadorgasolinaezcaray.html>
37. Generador eléctrico Honda EC 5000
<http://www.hondaencasa.com/>
38. Generador eléctrico Honda EM 5500 CXS
<http://www.hondaencasa.com/>
39. Carbon Trust Conversion factors.
http://www.carbontrust.com/media/18223/ctl153_conversion_factors.pdf
40. Calculation tool for direct emissions from stationary combustion. wri/wbcsd ghg Protocol Stationary Combustion Guidance. Michael Gillenwater
http://www.ghgprotocol.org/files/ghgp/tools/Stationary_Combustion_Guidance_final.pdf
41. Panel Intergubernamental contra el Cambio Climático PICC
<http://www.ipcc.ch/>
42. *Greenhouse Gas Protocol*
<http://www.ghgprotocol.org/>
43. Informes anuales del Ministerio de Industria, Energía y Turismo sobre los precios de los carburantes.
<http://www.minetur.gob.es/energia/petroleo/Precios/Informes/InformesAnuales/Paginas/InformesAnuales.aspx>
44. Precio de cable para aplicaciones fotovoltaicas
<http://www.teknosolar.com/fotovoltaica-aislada/accesorios-y-repuestos/cableado.html>
45. Precio descargador de tensión OBO Bettermann V50 B+C 2-PH600
<http://www.electricalautomationnetwork.com/es/OB/obo-bettermann/5093628>
46. Jantsch M., Schmidt H., Schmid, J., 1992. Results on the concerted action on power conditioning and control. Actas del XI Congreso europeo de Energía solar fotovoltaica, Montreux, Suiza, (pp. 1589-1592)

47. Inversor Victron Phoenix 1200W 48V

<https://autosolar.es/pdf/inversor%20solar%20victron%20phoenix%20senoidal.pdf>

13. Conclusiones

1. Diseño del sistema fotovoltaico autónomo

Se ha diseñado un sistema fotovoltaico autónomo para alimentar las cargas del pequeño hotel rural emplazado en el Parque Natural Montes de Málaga que está constituido por los siguientes componentes (tabla XII). La instalación fotovoltaica se integra en la azotea plana situada sobre la cocina del hotel, ya que permite una orientación sur del generador. La inclinación que maximiza la producción de energía y asegura, al mismo tiempo, la alimentación de las cargas es de 60°.

Resumen del Sistema Fotovoltaico Autónomo		
Generador fotovoltaico		
Módulos		SW 80 poly RNA de Solarworld
Eficiencia del módulo en STC	η_{STC}	12,20 %
Configuración		Ns=3 Np=7
Potencia pico	P_{GFV}	1,68 KW
Potencia en el punto de máxima potencia	$P_{GFV,M,STC}$	1,688 KW
Intensidad de corriente de cortocircuito	$I_{GFV,SC,STC}$	33,46 A
Voltaje a circuito abierto	$V_{GFV,OC,STC}$	65,7 V
Intensidad de corriente a máxima potencia	$I_{GFV,M,STC}$	31,43 A
Voltaje a máxima potencia	$V_{GFV,M,STC}$	53,7 V
Área del generador	A_{GFV}	13,671 m ²
Acumulador - Batería Rolls S600		
Capacidad	C_{bat}	600 Ah
Autonomía	C_s	3.05 días
Regulador de carga Xantrex C40		
Inversor Tauro de Atersa 1500-48		
Potencia nominal	P_n	1500 W
Tensión de entrada	V_{DC}	48 V
Estructura de fijación de los módulos - Sunfix Plus de SolarWorld		

Tabla I. Componentes del SFA para el hotel en el Parque Natural Montes de Málaga.

Dicho diseño se ha llevado a cabo partiendo de las necesidades energéticas del hotel, que se han sobreestimado ligeramente para permanecer en el lado de la seguridad, y la radiación solar recibida en el emplazamiento del hotel.

El subsistema de generación de energía esta apoyado por el subsistema de acumulación, constituido por la batería Rolls S600, que con una capacidad de 600 Ah proporciona a la instalación una autonomía de 3,05 días. Esta autonomía se ha considerado adecuada para el emplazamiento del hotel, debido a los característicos inviernos soleados en Málaga. El acumulador cumplirá su función de satisfacer los consumos en momentos de baja o nula irradiancia solar.

2. Análisis económico y financiero

Del estudio económico y financiero del SFA se extrae que el proyecto de instalación del SFA es perfectamente viable. El proyecto se financia en un 85% con capital ajeno, mediante un préstamo bancario al 5% de interés y un periodo de amortización de 10 años. Al aplicar el criterio de la Tasa Interna de Retorno (TIR) a la dimensión financiera del pasivo obtenemos un valor del coste medio ponderado

del capital de 1,59%, que es inferior a la TIR del proyecto. Este resultado, junto con un Valor Actual Neto positivo y una tesorería acumulada positiva a lo largo de toda la vida útil (25 años), hacen del SFA un proyecto seguro, viable y adecuado a los recursos de los propietarios del hotel. Además se ha calculado que el Discount Pay Back time es solamente de 2 años, lo que implica que el valor actualizado de los flujos de caja igualará el capital invertido en el segundo año de vida de la instalación.

3. El presupuesto

El presupuesto de la instalación fotovoltaica asciende a 15864 €, lo que incluye el coste de los equipos, la mano de obra, los gastos generales, el beneficio industrial y el IVA.

4. Sistema con generador eléctrico de combustible

Con el objeto de realizar una comparación entre el SFA diseñado con un sistema constituido por un generador eléctrico de gasolina, se ha diseñado también este último en el Anexo 5. Sus características técnicas, económicas y medioambientales se recogen en la tabla XIII.

Resumen del Sistema con generador eléctrico de gasolina	
Generador eléctrico Ezcaray de Genergy	
Características técnicas	
Voltaje	230 V
Frecuencia	50 Hz
Potencia nominal	5 KVA
Factor de potencia	1
Cilindrada	385 cc
Consumo	2,5 L/h
Capacidad del depósito	25 L
Autonomía a 100% carga	10 h
Coste económico	
Precio del generador	895 €
Gastos mantenimiento en 25 años	10556 €
Consumo de gasolina en 25 años	239616,92 €
Coste total en 25 años	251067 €
Coste medioambiental	
Nivel sonoro	72 dB
Emisiones GEI	252,58 Ton CO ₂ e

Tabla II. Sistema con generador eléctrico de combustible.

5. Comparación entre el SFA y el sistema con generador eléctrico de combustible

Evidentemente desde el punto de vista ecológico el SFA es mucho más deseable que el generador de combustible. Por una parte la contaminación acústica del SFA es nula, sin embargo el nivel sonoro del generador de combustible alcanza de media los 72 dB, superando los 55 dB considerados como nivel de confort. Este punto adquiere una relevancia especial al tratarse de un hotel en un entorno natural y tranquilo.

Por otro lado, considerando las emisiones de gases de efecto invernadero a lo largo de la vida útil del proyecto de 25 años se llega a las siguientes conclusiones:

- El sistema fotovoltaico genera 2589 Kg de CO₂ equivalente al considerar el proceso de extracción de sus materias primas, transformación en los materiales necesarios y elaboración de sus componentes. El generador de gasolina produce sin embargo 252,58 toneladas de CO₂ equivalente, es decir un 97,55 veces mas que el sistema fotovoltaico.
- Si hablamos de las emisiones evitadas, el SFA evita 17240 Kg de CO₂ equivalente gracias a que la electricidad producida por él no procede del mix eléctrico de la red. Por su parte el generador de gasolina no evita ninguna emisión, sino que las produce.

SFA - Reducción de las emisiones de CO ₂		
Emisiones	En 1 año	En 25 años
Emisiones Evitadas	689,60 KgCO ₂ eq	17240 KgCO ₂ eq
Emisiones Generadas	103,56 KgCO ₂ eq	2589 KgCO ₂ eq
reducción de las emisiones	586,04 KgCO ₂ eq	14651 KgCO ₂ eq
reducción de las emisiones/m ²	42,87 KgCO ₂ eq/m ²	1072 KgCO ₂ eq/m ²

Tabla III. Reducción anual de las emisiones de CO₂ y a lo largo de la vida del SFA.

Desde el punto de vista económico, es mucho mas interesante seleccionar el Sistema Fotovoltaico Autónomo en vez del Sistema con Generador Eléctrico de gasolina para el pequeño hotel en el Parque Natural Montes de Málaga. El desembolso inicial es mucho mayor en el caso del SFA, puesto que este asciende a 15864,65 €, en contraste con los 895 € del generador de gasolina. Sin embargo, al considerar la vida útil del sistema de 25 años, el gasto en combustible y mantenimiento elevan el coste total del Sistema con Generador Eléctrico de gasolina muy por encima del SFA.

Por último, al considerar la imagen que proyecta el hotel, su entorno natural y el perfil de sus clientes, la opción mas acertada es la instalación de un sistema fotovoltaico autónomo que aproveche la riqueza solar del sur de España y genere electricidad de una manera limpia y renovable.

Documento 3 - ANEXOS

Anexo 1: Métodos de dimensionado (generador, acumulador, regulador, inversor y estructura de fijación)	44
1. Dimensionado basado en balance energético	44
1.1. Consideraciones previas al dimensionado	
1.2. Dimensionado del generador fotovoltaico	
1.3. Dimensionado del acumulador	
1.4. Cálculo y selección del regulador de carga.	
1.5. Selección del inversor	
1.6. Estructura para la fijación de los módulos	
2. Dimensionado basado en curva de isofiabilidad (LLP)	60
2.1. Consideraciones previas al dimensionado	
2.2. Metodología de dimensionado LLP	
2.3. Dimensionado del generador fotovoltaico	
2.4. Dimensionado del acumulador	
2.5. Cálculo y selección del regulador de carga	
2.6. Selección del inversor	
2.7. Estructura para la fijación de los módulos	
Anexo 2: Estudio de pérdidas por sombreado	75
1. Introducción	75
2. Obstáculos y sus coordenadas	75
3. Cálculo de las pérdidas	78
Anexo 3: Cálculo de los conductores eléctricos	81
1. Introducción	81
2. Cable de cada rama del generador fotovoltaico a la caja de conexión DC	82
3. Tramo caja de conexión DC – Regulador de carga	85
4. Tramo regulador de carga/acumulador/inversor	86
5. Tramo de alterna	88
Anexo 4: Cálculo de las protecciones del sistema	90
1. Protecciones del sistema y su ubicación	90
2. Conexión del sistema a tierra	91
3. Caja de conexión DC	91
4. Caja de conexión con el inversor	94
Anexo 5: Sistema de generador eléctrico de combustible	98
1. Introducción	98
2. Componentes de un grupo electrógeno	98
3. La alimentación de combustible	100
4. Mantenimiento	101
5. Dimensionado del generador eléctrico	101
6. Estimación del coste del sistema a lo largo de su vida útil ..	104
7. Estimación de las emisiones	109
Anexo 6: Hojas de características técnicas de los componentes principales del sistema	111

Anexo 1 - Métodos de dimensionado

1. MÉTODO DE DIMENSIONADO POR BALANCE ENERGÉTICO

Esta metodología de dimensionado se basa en el hecho de que el generador fotovoltaico sea capaz de producir toda la energía demandada por las cargas del sistema a lo largo de un periodo de tiempo considerado. Este puede ser el día o mes de menor irradiación, el mes de mayor consumo o se puede considerar un intervalo temporal de todo un año de funcionamiento de la instalación.

		Iluminación										Electrodomésticos					Energía diaria necesaria (KWh/día)
		Recepción	Salón comedor	Cocina	Aseo	Jardín	Escalera	Habitación 1	Habitación 2	Habitación 3	Estudio	Ordenador	Microondas	Lavadora	Lavavajillas	Frigorífico	
Potencia (W)		22	55	22	11	99	11	22	22	22	22	300	640	350	800	105	245
Ene	horas de funcionamiento	6	6	4	1	1	0,5	2	2	2	2	6	0,5	0,2	1	24	3
	Energía diaria (Wh)	132	330	88	11	99	5,5	44	44	44	44	1800	320	70	800	2520	735
Feb	horas de funcionamiento	6	6	4	1	1	0,5	2	2	2	2	6	0,5	0,2	1	24	3
	Energía diaria (Wh)	132	330	88	11	99	5,5	44	44	44	44	1800	320	70	800	2520	735
Mar	horas de funcionamiento	6	6	4	1	1	0,5	2	2	2	2	6	0,5	0,2	1	24	3
	Energía diaria (Wh)	132	330	88	11	99	5,5	44	44	44	44	1800	320	70	800	2520	735
Abr	horas de funcionamiento	5	5	3	0,5	1	0,3	1	1	1	1	6	0,5	0,2	1	24	2,5
	Energía diaria (Wh)	110	275	66	5,5	99	2,8	22	22	22	22	1800	320	70	800	2520	613
May	horas de funcionamiento	5	5	3	0,5	1	0,3	1	1	1	1	6	0,5	0,2	1	24	2,5
	Energía diaria (Wh)	110	275	66	5,5	99	2,8	22	22	22	22	1800	320	70	800	2520	613
Jun	horas de funcionamiento	4	4	2	0,3	1	0,3	0,5	0,5	0,5	0,5	6	0,3	0,2	1	24	2
	Energía diaria (Wh)	88	220	44	2,8	99	2,8	11	11	11	11	1800	160	70	800	2520	490
Jul	horas de funcionamiento	4	4	2	0,3	1	0,3	0,5	0,5	0,5	0,5	6	0,3	0,2	1	24	2
	Energía diaria (Wh)	88	220	44	2,8	99	2,8	11	11	11	11	1800	160	70	800	2520	490
Ago	horas de funcionamiento	4	4	2	0,3	1	0,3	0,5	0,5	0,5	0,5	6	0,3	0,2	1	24	2
	Energía diaria (Wh)	88	220	44	2,8	99	2,8	11	11	11	11	1800	160	70	800	2520	490
Sep	horas de funcionamiento	5	5	3	0,5	1	0,3	1	1	1	1	6	0,5	0,2	1	24	2,5
	Energía diaria (Wh)	110	275	66	5,5	99	2,8	22	22	22	22	1800	320	70	800	2520	613
Oct	horas de funcionamiento	6	6	4	1	1	0,5	2	2	2	2	6	0,5	0,2	1	24	3
	Energía diaria (Wh)	132	330	88	11	99	5,5	44	44	44	44	1800	320	70	800	2520	735
Nov	horas de funcionamiento	6	6	4	1	1	0,5	2	2	2	2	6	0,5	0,2	1	24	3
	Energía diaria (Wh)	132	330	88	11	99	5,5	44	44	44	44	1800	320	70	800	2520	735
Dic	horas de funcionamiento	6	6	4	1	1	0,5	2	2	2	2	6	0,5	0,2	1	24	3
	Energía diaria (Wh)	132	330	88	11	99	5,5	44	44	44	44	1800	320	70	800	2520	735

Tabla I. Estimación del consumo de energía en el hotel

1.1. Consideraciones previas al dimensionado

- En la tabla I se aprecia que el consumo se mantiene aproximadamente constante a lo largo del año, aunque se ve un incremento del consumo durante los meses de enero, febrero, marzo, octubre, noviembre y diciembre debido principalmente a la iluminación artificial necesaria, puesto que existen menos horas de luz natural.
- En la tabla II se ha recogido la radiación diaria media mensual incidente según diferentes ángulos en la localización de la instalación a lo largo del año, expresada en KWh/m² día.

Radiación (KWh/m ² día) en Parque Natural Montes de Málaga: Location: 36,840° North, 4,353 West, Elevation: 271 m a.s.l.										
Mes	Angulo de inclinación									
	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90
Enero	2,45	2,96	3,40	3,77	4,03	4,19	4,25	4,18	4,01	3,73
Febrero	3,11	3,57	3,96	4,24	4,42	4,49	4,45	4,28	4,01	3,63
Marzo	4,42	4,83	5,12	5,30	5,35	5,27	5,05	4,71	4,26	3,69
Abril	5,51	5,77	5,90	5,90	5,75	5,46	5,04	4,50	3,85	3,11
Mayo	6,64	6,75	6,71	6,51	6,16	5,66	5,03	4,29	3,46	2,56
Junio	7,78	7,79	7,62	7,28	6,76	6,08	5,26	4,32	3,30	2,23
Julio	7,68	7,75	7,64	7,35	6,87	6,23	5,44	4,53	3,51	2,44
Agosto	6,83	7,09	7,18	7,09	6,83	6,40	5,80	5,06	4,19	3,23
Septiembre	5,15	5,56	5,84	5,98	5,97	5,81	5,50	5,05	4,47	3,78
Octubre	3,56	4,02	4,38	4,64	4,79	4,81	4,71	4,48	4,14	3,70
Noviembre	2,64	3,16	3,60	3,95	4,20	4,35	4,38	4,29	4,09	3,77
Diciembre	2,23	2,71	3,13	3,48	3,74	3,90	3,97	3,93	3,78	3,53
Media anual	4,84	5,17	5,38	5,46	5,41	5,23	4,91	4,47	3,92	3,28

Tabla II. Radiación incidente a lo largo del año según el ángulo de inclinación.

- **Determinación del mes y ángulo de dimensionado.**
En la tabla III hemos comparado la energía demandada por las cargas del sistema con la radiación incidente en los diferentes ángulos a lo largo del año. En cada columna se ha señalado en amarillo el máximo valor del cociente Energía demandada / Radiación incidente. El mínimo valor de todos estos máximos corresponde al mes de diciembre con un ángulo de inclinación de 60°. Por lo tanto el mes de dimensionado será diciembre y el ángulo de inclinación del generador fotovoltaico que optimiza el sistema es de 60°.

Mes	Energía para los consumos / Radiación incidente										Energía diaria necesaria (KWh/día)
	Angulo de inclinación										
	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	
Enero	3,050	2,525	2,198	1,982	1,854	1,784	1,758	1,788	1,864	2,004	7,087
Febrero	2,403	2,093	1,887	1,763	1,691	1,664	1,679	1,746	1,864	2,059	7,087
Marzo	1,691	1,547	1,460	1,410	1,397	1,418	1,480	1,587	1,754	2,025	7,087
Abril	1,276	1,219	1,192	1,192	1,223	1,288	1,395	1,563	1,827	2,261	6,769
Mayo	1,059	1,042	1,048	1,080	1,142	1,243	1,398	1,639	2,033	2,747	6,769
Junio	0,833	0,832	0,851	0,890	0,959	1,066	1,232	1,501	1,964	2,907	6,341
Julio	0,844	0,836	0,848	0,882	0,944	1,041	1,192	1,431	1,847	2,657	6,341
Agosto	0,949	0,914	0,903	0,914	0,949	1,013	1,118	1,281	1,547	2,007	6,341
Septiembre	1,366	1,265	1,204	1,176	1,178	1,211	1,279	1,393	1,573	1,861	6,341
Octubre	2,099	1,859	1,706	1,611	1,560	1,554	1,587	1,668	1,805	2,020	7,087
Noviembre	2,831	2,365	2,076	1,892	1,779	1,718	1,706	1,742	1,827	1,982	7,087
Diciembre	3,351	2,758	2,388	2,148	1,998	1,916	1,882	1,902	1,977	2,117	7,087

Tabla III. Relación entre la energía demandada por las cargas y la radiación solar incidente.

- **Profundidad máxima de descarga permisible para la batería (DOD).**
Se define como el porcentaje de la capacidad de la batería que puede ser descargada sin que se produzcan daños o una limitación de su vida útil. De cualquier manera es importante considerar que la profundidad máxima de descarga y la vida útil de la batería son inversamente proporcionales. Por otro lado, según el Pliego de condiciones técnicas de Instalaciones Aisladas de Red (IDAE) (Ref.14), la máxima profundidad de descarga no excederá el 80% en aquellos casos en los que descargas tan profundas no serán frecuentes. Tras estas consideraciones se establece el siguiente valor para la profundidad máxima de descarga:

$$DOD=75\%$$

- Se pretende utilizar en la instalación módulos fotovoltaicos modelo **SW 80 poly RNA de Solarworld**, cuya ficha de características eléctricas se puede ver en la tabla IV.

Sunmodule® SW 80 poly RNA

COMPORTAMIENTO BAJO CONDICIONES ESTÁNDAR DE PRUEBA (STC*)

		SW 80
Potencia en el punto de máx. potencia	P_{max}	80 Wp
Tensión en vacío	U_{oc}	21,9 V
Tensión a potencia máxima	U_{mpp}	17,9 V
Corriente de cortocircuito	I_{sc}	4,78 A
Corriente a potencia máxima	I_{mpp}	4,49 A

Tabla IV. características eléctricas del módulo SW 80 poly RNA de Solarworld

- Área del modulo = 0,651 m²
- Eficiencia = 12,20%

$$\eta_{STC} = \frac{P_{mod,M,STC}}{G_{STC} \times A_{mod}} = \frac{80W}{1000W / m^2 \times 0,651m^2} = 0,122$$

Símbolo	Magnitud	Unidad
η_{STC}	Eficiencia del módulo fotovoltaico en STC	-
$P_{mod,M,STC}$	Potencia máxima del modulo FV	W
G_{STC}	Irradiancia en STC	W/m ²
A_{mod}	Área del módulo	m ²



Figura I. Módulo fotovoltaico SW 80 poly RNA de SolarWorld

1.2. Dimensionado del generador fotovoltaico

Para determinar el tamaño del generador debemos calcular el número de ramas en paralelo y el número de módulos que se conectan en serie en cada rama. Previamente se calcula la potencia pico del generador para el peor mes (diciembre) con la inclinación que optimiza la generación de energía (60°) (Ver tabla III).

$$P_{GFV} \times HPS = L$$

Símbolo	Magnitud	Unidad
P_{GFV}	Potencia pico del generador FV	KW
HPS	Horas Pico Solar	hora
L	Energía demandada por las cargas del sistema	KWh/día
$G_{d(0,60)}$	Radiación incidente en el peor mes Orientación Sur, inclinación 60°	KWh/m ² día

HPS son las horas pico solar correspondiente a un día, es decir, el número de horas al día que debe estar funcionando el generador fotovoltaico recibiendo una irradiancia de 1000 W/m² (Condiciones standard de medida, STC) para alcanzar la radiación diaria en su ángulo de inclinación. Las HPS coincide numéricamente con la radiación global recibida en el plano del generador fotovoltaico en unidades de KWh/m² día ($G_{d(0,60)}$ en nuestro caso).

En el peor mes (diciembre) $L = 7,087$ KWh/día (ver tabla I) y $G_{d(0,60)} = 3,97$ KWh/m² día. $HPS = 3,97$ horas (Ver tabla II).

$$P_{GFV} = \frac{L}{HPS} = \frac{7,087}{3,97} = 1,78 \text{ KW}$$

Potencia del Generador Fotovoltaico = 1,78 KW

Número de módulos en serie en cada rama.

$$N_s \geq \frac{V_{bat}}{V_{GFV,M,STC}}$$

Símbolo	Magnitud	Unidad
N_s	Número de módulos en serie	módulos
V_{bat}	Tensión de la batería	V
$V_{GFV,M,STC}$	Tensión en el punto de máxima potencia del generador FV	V

$$N_s \geq \frac{V_{bat}}{V_{GFV,M,STC}} = \frac{48V}{17.9V} = 2.68$$

Por lo tanto $N_s = 3$ módulos.

Número de ramas de módulos en paralelo

$$N_p \geq \frac{24 \times I_L}{HPS \times I_M}$$

Símbolo	Magnitud	Unidad
N_p	Número de ramas de módulos en paralelo	ramas
I_L	Intensidad que circula por las cargas	A
$I_{GFV,M,STC}$	Intensidad en el punto de máxima potencia del generador	A

I_L representa la intensidad de corriente que debería circular por las cargas durante todo el día si el consumo fuese constante.

$$I_L = \frac{L}{24 \times V_{bat}} = \frac{7.087Wh}{24 \times 48V} = 6.15A$$

$$N_p \geq \frac{24 \times I_L}{HPS \times I_{GFV,M,STC}} = \frac{24horas \times 6,15A}{3,97horas \times 4,49A} = 8.28$$

Por lo tanto $N_p = 9$ ramas de módulos.

Generador fotovoltaico	
Tamaño	$N_s = 3$ y $N_p = 9$
Potencia	$P_{GFV} = N_s \times N_p \times P_{mod,M,STC} = 2,16KW$

Tabla V. Resumen del dimensiones del Generador.

Factor de seguridad considerado en el dimensionamiento del generador fotovoltaico.

$$FS = \frac{N_s \times V_{mod,M,STC} \times N_p \times I_{mod,M,STC} \times HPS}{L} = 1.22$$

1.3. Dimensionado del acumulador

Esta metodología de dimensionado está basada en la idea de que la capacidad de la batería debe cubrir el déficit energético entre generación y consumo correspondiente al peor mes.

Calculo del déficit energético estacional para cada mes						
Mes	Días	HPS (horas) Gd(0,60) (KW/m ² día)	Energía mensual generada (KWh/día)	Energía diaria consumida (KWh/día)	Energía mensual consumida (KWh/día)	déficit energético diario (KWh/día)
Enero	31	4,25	284,58	7,087	219,70	64,88
Febrero	28	4,45	269,136	7,087	198,44	70,70
Marzo	31	5,05	338,148	7,087	219,70	118,45
Abril	30	5,04	326,592	6,769	203,07	123,52
Mayo	31	5,03	336,8088	6,769	209,84	126,97
Junio	30	5,26	340,848	6,341	190,23	150,62
Julio	31	5,44	364,2624	6,341	196,57	167,69
Agosto	31	5,8	388,368	6,341	196,57	191,80
Septiembre	30	5,5	356,4	6,769	203,07	153,33
Octubre	31	4,71	315,3816	7,087	219,70	95,68
Noviembre	30	4,38	283,824	7,087	212,61	71,21
Diciembre	31	3,97	265,8312	7,087	219,70	46,13

Tabla VI. déficit energético estacional de cada mes siendo la PGFV=2,7KW (ver tabla VII)

En la tabla VI se ha calculado el déficit de energía que se produce cada mes a lo largo del año. El dimensionado del generador fotovoltaico cuya potencia pico es de 2,16 KW nos asegura, de manera general, una producción de energía mas que suficiente para cada mes. Esto se debe al factor de seguridad introducido en el proceso de calculo (FS=1.22). De esta manera no se produce en ningún momento del año menos energía de la que se espera consumir, lo que indica un sobredimensionamiento del generador.

Si se reducen el numero de ramas del paralelo de 9 a 7 se produce un déficit en diciembre y en el resto de meses el exceso de energía es mucho menor, optimizando el dimensionado y reduciendo el coste del sistema.

Generador fotovoltaico	
Módulo	SW 80 poly RNA
Tamaño	N _s = 3 y N _p =7
Potencia	P _{GFV} = N _s x N _p x P _{mod,M,STC} = 1,68KW

Tabla VII. Resumen dimensionado del Generador Fotovoltaico

Calculo del déficit energético estacional para cada mes						
Mes	Días	HPS (horas) Gd(0,60) (KW/m ² día)	Energía mensual generada (KWh/día)	Energía diaria consumida (KWh/día)	Energía mensual consumida (KWh/día)	déficit energético diario (KWh/día)
Enero	31	4,25	221,34	7,087	219,70	1,64
Febrero	28	4,45	209,328	7,087	198,44	10,89
Marzo	31	5,05	263,004	7,087	219,70	43,31
Abril	30	5,04	254,016	6,769	203,07	50,95
Mayo	31	5,03	261,9624	6,769	209,84	52,12
Junio	30	5,26	265,104	6,341	190,23	74,87
Julio	31	5,44	283,3152	6,341	196,57	86,74
Agosto	31	5,8	302,064	6,341	196,57	105,49
Septiembre	30	5,5	277,2	6,769	203,07	74,13
Octubre	31	4,71	245,2968	7,087	219,70	25,60
Noviembre	30	4,38	220,752	7,087	212,61	8,14
Diciembre	31	3,97	206,7576	7,087	219,70	-12,94

Tabla VIII. Déficit energético estacional de cada mes siendo PGFV = 1,68 KW (ver tabla IX)

Al realizar el balance energético entre la energía producida por el generador fotovoltaico y la energía consumida por las cargas del sistema a lo largo del año se descubre en diciembre un déficit, como se aprecia en la tabla VIII. Para cubrir dicho déficit será necesario un acumulador con una capacidad mínima igual a dicho déficit de manera que el balance energético no resulte negativo.

En este caso el déficit de energía se produce en diciembre ($E_{def} = -12.94$ KWh) y hace necesario un sistema de acumulación (batería) con la siguiente capacidad mínima:

$$E_{def\ Dic} = C_n = 12940Wh$$

Para expresar esta capacidad mínima del acumulador en Ah usamos la siguiente expresión:

$$C_{bat} = \frac{C_n}{V_{bat}} = \frac{E_{def}}{V_{bat}} = \frac{12940Wh}{48V} = 269.58Ah$$

Símbolo	Magnitud	Unidad
C_{bat}	Capacidad de la batería	Ah
E_{def}	déficit de energía	Wh
V_{bat}	Tensión de la batería	V

Se puede seleccionar para el sistema una batería de capacidad nominal mínima de 300 Ah. Esto implica que su capacidad nominal (C_n) sea de 11.040 Wh.

$$C_n = C_{bat} \times V_{bat} = 300Ah \times 48V = 14.400Wh$$

Un acumulador con dicha capacidad nominal nos proporcionaría los siguientes días de autonomía:

$$C_s = \frac{C_n \times DOD_{max}}{L} = \frac{14400Wh \times 0,75}{7087Wh / día} = 1,52días$$

El tamaño del generador fotovoltaico hace necesaria una batería de 300 Ah con 1.52 días de autonomía únicamente, que podría no ser suficiente en los meses de invierno.

Considerando por una parte las consecuencias negativas que podría ocasionarle al hotel la pérdida de carga, tanto a nivel de funcionamiento como a nivel de imagen, se considera insuficiente un acumulador que proporcione únicamente 1.52 días de autonomía. Si tenemos en cuenta la recomendación recogida en la obra "Energía Solar Fotovoltaica y Cooperación al desarrollo. Ingeniería sin fronteras" (Madrid. Instituto de estudios políticos para América Latina y África. 1999), referencia 11, para inviernos soleados e instalaciones domésticas, 3 días de autonomía se estima suficiente. Además el Pliego de condiciones técnicas de instalaciones aisladas de red (IDAE), referencia 14, establece un mínimo de 3 días de autonomía para sistemas con acumulador.

Invierno	Instalación doméstica	Instalación crítica
Muy nubosos	5	10
Variables	4	8
Soleados	3	6

Tabla IX. Estimación del número de días de autonomía (Ref.11)

Se calcula la capacidad de la batería para conseguir unos 3 días de autonomía.

$$C_n = \frac{C_s \times L}{DOD_{\max}} = \frac{3 \text{ días} \times 7087 \text{ Wh / día}}{0.75} = 28348 \text{ Wh}$$

$$C_{\text{bat}} = \frac{C_n}{V_{\text{bat}}} = 590.5 \text{ Ah}$$

Se escoge la batería modelo Rolls S600, que cuenta con una capacidad de 600 Ah y proporciona una autonomía de 3.05 días, que se considera suficiente para la localización en el Parque Natural Montes de Málaga.



Batería ROLLS 48V 600Ah S600

3229,5 €

Voltaje	48V
Amperios / Hora	Entre 300Ah – 600Ah
Capacidad medida de la Batería	C100
Amperaje de la Batería	600Ah
Medidas de la Batería estacionario de 6V	318 x 181 x 425 mm cada vaso
Peso de la Batería	56 Kg cada unidad de 6V
Terminales incluidos	Sí
Garantía de la Batería	2 años + 5 prorrogable (en el caso de que la batería sufra una caída en el año 5, se devolverá el dinero equivalente a los 3 años de vida) devolución parcial del importe.
Durabilidad Asegurada	2 años
Información Adicional	n.d
Aplicaciones de Uso de la Batería	Energía Solar, aplicaciones solares fotovoltaicas
Porcentaje de Autodescarga	2% mensual

Figura II. batería Rolls S600

Batería		
Capacidad	C_{bat}	600 Ah
Capacidad nominal	C_n	28.800 Wh
Días de autonomía	C_s	3.05 días

Tabla X. Resumen de la capacidad de la batería.

Según el Pliego de condiciones técnicas de Instalaciones Aisladas de Red (IDAE) (Ref.14), "para asegurar una adecuada recarga de las baterías, la capacidad nominal del acumulador (en Ah) no excederá en 25 veces la corriente (en A) de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico". Realizamos dicha comprobación:

$$C_{bat} = 600Ah \leq 25 \times I_{scGFV} = 25 \times N_p \times I_{scmod} = 25 \times 6 \times 4,7A = 705A$$

Considerando las dimensiones del generador y la batería, así como un coste de 110 €/módulo (Ref.13) y 5.4 €/Ah (Ref.15), se calcula el coste de los subsistemas de generación y acumulación, como se indica en la tabla XI.

C_s (días)	C_{bat} (Ah)	N_s	N_p	Numero de módulos	PDC(KW)	Coste (€)
3,05	600	3	7	21	1,68	5550

Tabla XI. Coste del generador y la batería

En la tabla XII se presenta un resumen de los subsistemas de generación y acumulación, indicando sus principales parámetros.

Resumen del Sistema Fotovoltaico		
Generador fotovoltaico		
Módulos		SW 80 poly RNA de Solarworld
Eficiencia del módulo en STC	η_{STC}	12,20 %
Configuración		$N_s=3$ $N_p=7$
Potencia pico	P_{GFV}	1,68 KW
Potencia en el punto de máxima potencia	$P_{GFV,M,STC}$	1,688 KW
Intensidad de corriente de cortocircuito	$I_{GFV,sc,STC}$	33,46 A
Voltaje a circuito abierto	$V_{GFV,oc,STC}$	65,7 V
Intensidad de corriente a máxima potencia	$I_{GFV,M,STC}$	31,43 A
Voltaje a máxima potencia	$V_{GFV,M,STC}$	53,7 V
Área del generador	A_{GFV}	13,671 m ²
Acumulador		
Capacidad	C_{bat}	600 Ah
Autonomía	C_s	3.05 días

Tabla XII. Resumen de parámetros del sistema.

1.4. Cálculo y selección del regulador de carga.

Aunque el regulador de carga puede llegar a suponer tan solo un 5% del coste total de sistema aproximadamente, su funcionamiento tiene una influencia fundamental en la vida útil del acumulador, y consecuentemente en el coste final del sistema. Se estima que esta influencia está comprendida entre un 20% y un 40%, dependiendo del coste de sustitución del acumulador.

Las funciones principales de los reguladores de carga son:

- Evitar la sobrecarga de la batería, limitando la energía que el generador fotovoltaico le suministra cuando ella está completamente cargada.
- Evitar la sobredescarga de la batería, desconectando los consumos cuando el estado de carga de la batería es bajo.

El regulador de carga para la batería debe ser seleccionado atendiendo a la tensión del sistema y a la intensidad de corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico, en condiciones estándar de medida, a la cual se le debe aplicar un coeficiente de seguridad del 130 %. **Esto se debe a que en días con nubes la irradiancia puede llegar a alcanzar los 1.300 W/m².**

Parámetros para seleccionar el regulador de carga	
Intensidad	Intensidad del regulador = $1,3 \times I_{GFV,sc,STC} = 1,3 \times 33,46 = 43,5 \text{ A}$
Voltaje a circuito abierto en el Generador FV	$V_{GFV,oc,STC} = 65,7 \text{ V}$
Tensión de la batería	$V_{bat} = 48 \text{ V}$

Tabla XIII. Parámetros para seleccionar el regulador de carga de la batería.

Con estas consideraciones se puede seleccionar el regulador de carga modelo C40 de Xantrex, cuyas características técnicas se puede ver en la figura IV.

Regulador de Carga Xantrex C40 12/24/48 V40 A



153,81 €

Figura III. Regulador de carga Xantrex C40.

Controladores serie C **xantrex**

Controladores de carga, derivación o recarga

Especificaciones eléctricas			
Modelos	C35	C40	C60
Configuraciones de voltaje	12 y 24 VCC	12, 24, y 48 VCC	12 y 24 VCC
Tensión máx. del conjunto en circuito abierto FV	55 VCC	125 VCC	55 VCC
Carga / Corriente de carga (a 25 °C)	35 amperios CC	40 amperios CC	60 amperios CC
Corriente pico máx.	85 amperios	85 amperios	85 amperios
Caída de tensión máx. a través del controlador	0,30 voltios	0,30 voltios	0,30 voltios
Consumo normal en funcionamiento	15 ma	15 ma	15 ma
Consumo normal en estado inactivo	3 ma	3 ma	3 ma
Tamaño de breaker recomendado	45 amperios	50 amperios	60 amperios a 100% funcionamiento continuo
Tamaño del cableado recomendado	#8 AWG	#8 AWG	#6 AWG
Instalaciones con baterías de plomo-ácido	Ajustable	Ajustable	Ajustable
Instalaciones con baterías de NiCad	Ajustable	Ajustable	Ajustable
Modo de control de carga	Reconexión de baja tensión - Ajustable (pegatina proporcionada junto con la unidad) en todos los modelos Desconexión de baja tensión - Reconexión automática o manual seleccionable por el usuario - incluye indicador de advertencia antes de la desconexión y proporciona un período de gracia para una vez seleccionable por el usuario) en todos los modelos		

Figura IV. Regulador de carga Xantrex C40.

Según el Pliego de condiciones técnicas de instalaciones aisladas de red (IDAE) (Ref 14):

- La caída de tensión interna del regulador entre sus terminales para sistemas de mas de 1KW debe ser inferior al 2% de la tensión nominal.

$$2\%V_{nominal} = 2\%48V = 0,96V$$

La caída de tensión máxima a través del regulador es de 0,3V, inferior al 2% de la tensión nominal.

- El autoconsumo del regulador en condiciones normales de operación debe ser inferior al 3% del consumo de energía diario. En nuestro caso el consumo diario en los meses de menor consumo es de 6341 Wh.

$$3\%E_L = 3\%6341Wh = 190,23Wh$$

La energía consumida por el regulador a lo largo de un día de operación es de:

$$E_{reg} = P \times t = I \times V \times t = 0,15A \times 48V \times 24horas = 172,8Wh$$

Por lo tanto se cumple la condición $E_{reg} < E_L$ durante un día de operación normal.

1.5. Selección del inversor

El inversor es el dispositivo encargado de transformar la corriente continua producida por el generador fotovoltaico en corriente alterna necesaria para las cargas del sistema. De acuerdo con las características del generador fotovoltaico recogidas en la tabla XIV y la tensión de la batería ($V_{bat}=48\text{ V}$) se puede proceder al dimensionado de este.

Generador Fotovoltaico		
Módulos		SW 80 poly RNA de Solarworld
Eficiencia del módulo en STC	η_{STC}	12,20 %
Configuración		$N_s=3\ N_p=7$
Potencia pico	P_{GFV}	1,68 KW
Intensidad de corriente de cortocircuito	$I_{GFV,sc,STC}$	33,46 A
Voltaje a circuito abierto	$V_{GFV,oc,STC}$	65,7 V
Intensidad de corriente a máxima potencia	$I_{GFV,M,STC}$	31,43 A
Voltaje a máxima potencia	$V_{GFV,M,STC}$	53,7 V
Área del generador	A_{GFV}	13,671 m ²

Tabla XIV. características del generador fotovoltaico.

$$P_{INV,DC} = F_S \times P_{GFV,M,STC}$$

Símbolo	Magnitud	Unidad
$P_{INV,DC}$	Potencia a la entrada del inversor	KW
F_S	Factor de seguridad	-
$P_{GFV,M,STC}$	Potencia máxima del generador fotovoltaico en condiciones estándar	KW

Zona	F_S
Europa Septentrional (lat. 55 - 70°)	0,65 - 0,8
Europa Central (lat. 45 - 55°)	0,75 - 0,9
Europa Meridional (lat. 35 - 45°)	0,85 - 1,0

Tabla XV. Valores recomendados para el factor de seguridad en el dimensionado del inversor para Europa según la latitud. Ref.46.

En el caso del hotel, está situado a un latitud de 36,84° (Andalucía, Europa Meridional). Por lo tanto escogemos un factor de seguridad comprendido entre 0,85 y 1.

$$P_{INV,DC} = F_S \times P_{GFV,M,STC} = 0,9 \times 1,65 = 1,5\text{ KW}$$

Considerando los datos de la tabla XIV y la potencia calculada a la entrada del inversor en función de la máxima potencia del generador fotovoltaico en condiciones standard y el factor de seguridad función de la latitud, se selecciona el inversor Tauro de Atersa 1500W 48V, cuyas características técnicas se recogen en la tabla XVI.

Número de Modelo 48V inversor de onda senoidal pura	1500W inversor de onda senoidal pura
Potencia Nominal a 20°C I	1500W
Tensión Nominal de Entrada inversor de onda senoidal pura	48 Vdc
Rango Tensión de Entrada (Vdc)	40-69
Desconexión Automática Baja Tensión	43.8-46.4
Potencia Pico de Arranque Inversor	+300%
Intensidad Máx Pico Arranque en DC	150A
Forma de Onda del Inversor de Onda Senoidal Pura	Onda Senoidal Pura
Tensión Nominal de Salida inversor de onda senoidal pura	230 Vac o 110 Vac
Rango Tensión de Salida Inversor Onda	+7%
Frecuencia Nominal de Salida Inversor	50HZ o 60Hz
Rango Frecuencia de Salida Inversor	+ - 0.1 Hz
Distorsión Armónica Media Inversor	<4%
Rendimiento Máximo del inversor de onda senoidal pura	93%
Potencia en Régimen Constante inversor de onda senoidal pura	900 VA
Opción de Tensión de Salida 110V 60Hz	-
Sensibilidad para Arranque Automático	9W
Consumo Aprox en vacío del inversor de onda senoidal pura	0.25 A
Consumo Medio en Automático inversor de onda senoidal pura	38 mA
Sistema de Aislamiento Inversor	Transformador toroidal según norma VDE-0550

Inversor Tauro de Atersa 1500 W 48 V



Características Físicas inversor de onda senoidal pura	inversor de onda senoidal pura
Sistema de Refrigeración inversor de onda senoidal pura	Natural
Rango de Temperatura de Trabajo	-5...+40°C
Humedad Relativa Máxima	<95%
Dimensiones del inversor de onda senoidal pura	425x250x195
Peso inversor de onda senoidal pura	17 Kg
Índice de Protección del inversor de onda senoidal pura	IP20
Material Envoltente	Metálica de chapa de aluminio pintado con Epoxi
Tornillería Inversor Onda Senoidal	Acero Inoxidable

Tabla XVI. Característica técnicos del inversor Tauro de Atersa 1500W 48V.

Tal y como se especifica en el Pliego de condiciones técnicas de instalaciones aisladas de red (IDAE) (Ref.14) el inversor seleccionado cumple las siguientes especificaciones:

- El inversor Tauro de Atersa 1500-48 es de onda sinusoidal pura, pues la distorsión armónica total de la tensión de salida es inferior al 5% cuando el inversor alimenta cargas lineales, desde el 20 % hasta el 100 % de la potencia nominal. De hecho es inferior al 4%.
- El inversor se conectará a la salida de consumo del regulador de carga.
- El inversor debe asegurar una correcta operación en todo el margen de tensiones de entrada permitidas por el sistema.
- El inversor debe arrancar y operar todas las cargas especificadas en la instalación, incluyendo aquellos electrodomésticos que cuentan con motor y requieren una corriente de arranque.
- El inversor Tauro de Atersa 1500-48 está protegido frente a las siguientes situaciones:
 - Cortocircuito en la salida de corriente alterna.
 - Sobrecargas que excedan la duración y límites permitidos.
 - Tensión de entrada fuera del margen de operación.
 - Desconexión del acumulador.
- El autoconsumo del inversor sin carga conectada es inferior al 2 % de la potencia nominal de salida.

$$A_{\text{autoconsumo sin carga}} = 0,25A \times 48V = 12W < 2\% 2000W = 30 W$$

- Las pérdidas de energía diaria ocasionadas por el autoconsumo del inversor son inferiores al 5 % del consumo diario de energía. El inversor seleccionado cuenta con un sistema de "stand-by" para reducir estas pérdidas cuando el inversor trabaja en vacío (sin carga).

$$E_{\text{inv}} = P \times t = 12W \times 24\text{horas} = 288Wh$$

En los días de menor consumo las cargas del sistema llegan a necesitar 6341 Wh.

$$5\%E_L = 5\%6341Wh = 317,05Wh$$

Por lo tanto se cumple también la condición de que el autoconsumo de energía del inversor es inferior al 5% del consumo diario de energía.

- En cuanto al rendimiento del inversor, por ser de tipo senoidal, con potencia nominal superior a 500 VA debe tener un rendimiento superior al 85% trabajando a potencia nominal. Esta condición del Pliego de condiciones técnicas de instalaciones aisladas de red también queda satisfecha al alcanzar el inversor Tauro de Atersa 1500-48 un rendimiento del 96%.

Tipo de inversor		Rendimiento al 20 % de la potencia nominal	Rendimiento a potencia nominal
Onda senoidal (*)	$P_{\text{NOM}} \leq 500 \text{ VA}$	> 85 %	> 75 %
	$P_{\text{NOM}} > 500 \text{ VA}$	> 90 %	> 85 %
Onda no senoidal		> 90 %	> 85 %

Tabla XVII. Rendimiento del inversor, Pliego de condiciones técnicas de instalaciones aisladas de red (IDAE) (Ref.14).

1.6. Estructura para la fijación de los módulos

La estructura sobre la que se fijan los módulos fotovoltaicos se puede describir como constituida por dos subsistemas, como se puede apreciar en la figura V.

3. Conjunto de perfiles que van anclados al forjado de la azotea situada sobre la cocina del hotel.
4. Estructura que proporciona el ángulo de inclinación y el apoyo directo a los módulos.



Figura V. Estructura soporte Sunfix Plus de SolarWorld. Ref.13

El sistema seleccionado se denomina Sunfix Plus que es producido por el mismo fabricante que los módulos seleccionados para el generador fotovoltaico (SOLARWORLD). Este sistema cuenta con las siguientes ventajas:

- Su estabilidad debido a la alta calidad de los materiales de Sunfix plus, que garantiza una gran durabilidad del sistema. La resistencia estructural del sistema está certificada conforme al Eurocódigo 1.
- Su flexibilidad, ya que admite gran número de opciones de fijación, de manera que puede montarse sobre cualquier tipo de cubierta, tanto plana como inclinada.
- Su eficiencia, puesto que los perfiles y los elementos de unión del sistema Sunfix plus se adaptan perfectamente entre sí.

Los perfiles que conforman la estructura están fabricados en aluminio y los elementos de unión están fabricados en acero inoxidable y aluminio, cumpliendo de esta manera con la Instrucción técnica complementaria ITC FV 04, publicada en BOJA el 18 de mayo de 2007 (Ref.32). De esta manera la estructura requiere un mantenimiento mínimo y asegura una excelente resistencia frente a los agentes ambientales.

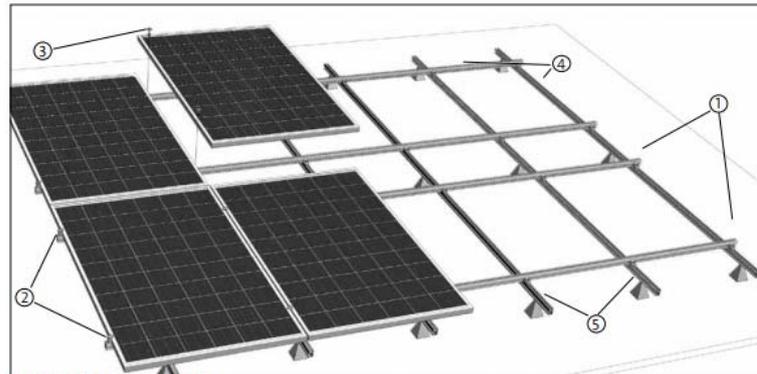
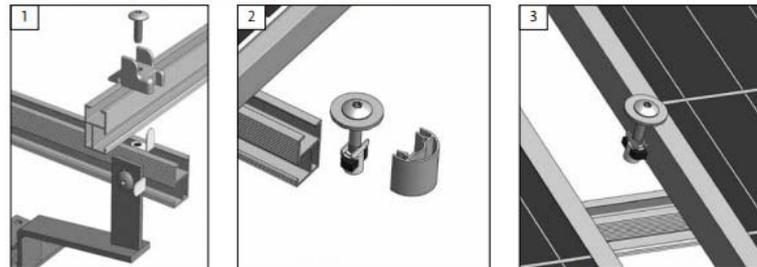


Fig. B 1-1 Montaje de la estructura de base

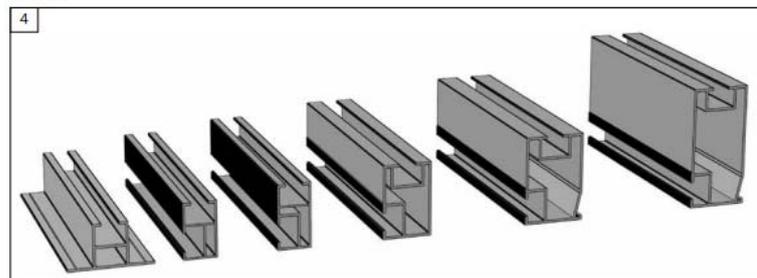
Detalles sobre el ajuste de la perfilera y de los módulos



Sujeción de módulos en el borde

Sujeción de los módulos en el interior

Perfiles



Perfiles portantes de aluminio Fix Plus

Figura VI. Esquema general y detalles de la estructura soporte Sunfix. Ref.13

2. MÉTODO DE DIMENSIONADO POR CURVA DE ISOFIABILIDAD (LLP)

Esta metodología de dimensionado está basada en el concepto de "Probabilidad de pérdida de carga" LLP (Loss of Load Probability), que se define como la relación entre el déficit de energía y la demanda de energía, ambos referidos a la carga, a lo largo de un periodo de funcionamiento de la instalación. El valor de LLP nos indicará la probabilidad de que el sistema falle y/o no sea capaz de proporcionar la energía necesaria para los consumos.

		Iluminación										Electrodomésticos						Energía diaria necesaria (KWh/día)
		Recepción	Salón comedor	Cocina	Aseo	Jardín	Escalera	Habitación 1	Habitación 2	Habitación 3	Estudio	Ordenador	Microondas	Lavadora	Lavavajillas	Frigorífico	TV	
Potencia (W)		22	55	22	11	99	11	22	22	22	22	300	640	350	800	105	245	
Ene	horas de funcionamiento	6	6	4	1	1	0,5	2	2	2	2	6	0,5	0,2	1	24	3	
	Energía diaria (Wh)	132	330	88	11	99	5,5	44	44	44	44	1800	320	70	800	2520	735	
Feb	horas de funcionamiento	6	6	4	1	1	0,5	2	2	2	2	6	0,5	0,2	1	24	3	
	Energía diaria (Wh)	132	330	88	11	99	5,5	44	44	44	44	1800	320	70	800	2520	735	
Mar	horas de funcionamiento	6	6	4	1	1	0,5	2	2	2	2	6	0,5	0,2	1	24	3	
	Energía diaria (Wh)	132	330	88	11	99	5,5	44	44	44	44	1800	320	70	800	2520	735	
Abr	horas de funcionamiento	5	5	3	0,5	1	0,3	1	1	1	1	6	0,5	0,2	1	24	2,5	
	Energía diaria (Wh)	110	275	66	5,5	99	2,8	22	22	22	22	1800	320	70	800	2520	613	
May	horas de funcionamiento	5	5	3	0,5	1	0,3	1	1	1	1	6	0,5	0,2	1	24	2,5	
	Energía diaria (Wh)	110	275	66	5,5	99	2,8	22	22	22	22	1800	320	70	800	2520	613	
Jun	horas de funcionamiento	4	4	2	0,3	1	0,3	0,5	0,5	0,5	0,5	6	0,3	0,2	1	24	2	
	Energía diaria (Wh)	88	220	44	2,8	99	2,8	11	11	11	11	1800	160	70	800	2520	490	
Jul	horas de funcionamiento	4	4	2	0,3	1	0,3	0,5	0,5	0,5	0,5	6	0,3	0,2	1	24	2	
	Energía diaria (Wh)	88	220	44	2,8	99	2,8	11	11	11	11	1800	160	70	800	2520	490	
Ago	horas de funcionamiento	4	4	2	0,3	1	0,3	0,5	0,5	0,5	0,5	6	0,3	0,2	1	24	2	
	Energía diaria (Wh)	88	220	44	2,8	99	2,8	11	11	11	11	1800	160	70	800	2520	490	
Sep	horas de funcionamiento	5	5	3	0,5	1	0,3	1	1	1	1	6	0,5	0,2	1	24	2,5	
	Energía diaria (Wh)	110	275	66	5,5	99	2,8	22	22	22	22	1800	320	70	800	2520	613	
Oct	horas de funcionamiento	6	6	4	1	1	0,5	2	2	2	2	6	0,5	0,2	1	24	3	
	Energía diaria (Wh)	132	330	88	11	99	5,5	44	44	44	44	1800	320	70	800	2520	735	
Nov	horas de funcionamiento	6	6	4	1	1	0,5	2	2	2	2	6	0,5	0,2	1	24	3	
	Energía diaria (Wh)	132	330	88	11	99	5,5	44	44	44	44	1800	320	70	800	2520	735	
Dic	horas de funcionamiento	6	6	4	1	1	0,5	2	2	2	2	6	0,5	0,2	1	24	3	
	Energía diaria (Wh)	132	330	88	11	99	5,5	44	44	44	44	1800	320	70	800	2520	735	

Tabla I. Estimación del consumo de energía en el hotel

2.1. Consideraciones previas al dimensionado

- En la tabla I se aprecia que el consumo se mantiene aproximadamente constante a lo largo del año, aunque se ve un incremento del consumo durante los meses de enero, febrero, marzo, octubre, noviembre y diciembre debido principalmente a la iluminación artificial necesaria, puesto que existen menos horas de luz natural. Tomamos como valor de energía demandada la del máximo consumo de estos meses citados.

$$L=7,087 \text{ KWh/día}$$

- Al tratarse de un sistema doméstico se considera un factor LLP de 0.01 (Loss of load probability). Esto quiere decir que la probabilidad de pérdida de carga, es decir, que el sistema falle y/o no sea capaz de proporcionar la energía demanda por las cargas es del 1%.

$$LLP=0.01$$

- Radiación diaria media anual sobre plano horizontal.

En esta metodología de dimensionado del sistema se considera el valor de radiación diaria media anual sobre superficie horizontal. En la tabla II se ha señalado en azul oscuro el valor de dicha radiación.

$$G_{d(o)} = 4.84 \text{ KWh/m}^2 \text{ día}$$

Radiación (KWh/m ² día) en Parque Natural Montes de Málaga: Location: 36,840° North, 4,353 West, Elevation: 271 m a.s.l. Angulo de inclinación										
Mes	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90
Enero	2,45	2,96	3,40	3,77	4,03	4,19	4,25	4,18	4,01	3,73
Febrero	3,11	3,57	3,96	4,24	4,42	4,49	4,45	4,28	4,01	3,63
Marzo	4,42	4,83	5,12	5,30	5,35	5,27	5,05	4,71	4,26	3,69
Abril	5,51	5,77	5,90	5,90	5,75	5,46	5,04	4,50	3,85	3,11
Mayo	6,64	6,75	6,71	6,51	6,16	5,66	5,03	4,29	3,46	2,56
Junio	7,78	7,79	7,62	7,28	6,76	6,08	5,26	4,32	3,30	2,23
Julio	7,68	7,75	7,64	7,35	6,87	6,23	5,44	4,53	3,51	2,44
Agosto	6,83	7,09	7,18	7,09	6,83	6,40	5,80	5,06	4,19	3,23
Septiembre	5,15	5,56	5,84	5,98	5,97	5,81	5,50	5,05	4,47	3,78
Octubre	3,56	4,02	4,38	4,64	4,79	4,81	4,71	4,48	4,14	3,70
Noviembre	2,64	3,16	3,60	3,95	4,20	4,35	4,38	4,29	4,09	3,77
Diciembre	2,23	2,71	3,13	3,48	3,74	3,90	3,97	3,93	3,78	3,53
Media anual	4,84	5,17	5,38	5,46	5,41	5,23	4,91	4,47	3,92	3,28

Tabla II. Radiación solar en la localización dentro del Parque Natural Montes de Málaga. Ref.7

- Profundidad máxima de descarga permisible para la batería (DOD).

Se define como el porcentaje de la capacidad de la batería que puede ser descargada sin que se produzcan daños o una limitación de su vida útil. De cualquier manera es importante considerar que la profundidad máxima de descarga y la vida útil de la batería son inversamente proporcionales. Por otro lado, según el Pliego de condiciones técnicas de Instalaciones Aisladas de Red (IDAE) (Ref.14), la máxima profundidad de descarga no excederá el 80% en aquellos casos en los que descargas tan profundas no serán frecuentes. Tras estas consideraciones se establece el siguiente valor para la profundidad máxima de descarga:

$$DOD=75\%$$

2.2. Metodología de dimensionado LLP

La relación entre el tamaño del acumulador y el generador fotovoltaico viene dada por la expresión

$$C_s = f \times C_{A'}^{-u}$$

Símbolo	Magnitud	Unidad
C_s	Capacidad del acumulador	días
$C_{A'}$	Capacidad del generador	-
f y u	Parámetros dependientes de LLP y la localización	-

Utilizando los valores para f y u característicos de Sevilla (tabla III), que es la localización mas cercana al lugar de la instalación (Parque Natural Montes de Málaga) cuyos valores de f y u se encuentran disponibles, se consiguen los pares de valores que relacionan el tamaño del acumulador (storage) y del generador fotovoltaico (array), recogidos en al tabla IV.

Localización	f	u	LLP
Madrid	0.569	0.064	0.1
	1.4	0.24	0.01
Barcelona	0.44	0.04	0.1
	1.2	0.32	0.01
Sevilla	0.48	0.04	0.1
	1	0.2	0.01
Bilbao	0.48	0.1	0.1
	1.2	0.26	0.01
Granada	0.44	0.02	0.1
	1	0.24	0.01
Lugo	0.45	0.1	0.1
	1.3	0.36	0.01

Tabla III. Parámetros f y u en función de la localización geográfica y LLP. (Ref.16)

C_s	$C_{A'}$
0,5	1,1487
1	1,0000
2	0,8706
3	0,8027
4	0,7579
5	0,7248
8	0,6598
10	0,6310
12	0,6084
15	0,5818
20	0,5493

Tabla IV. Relación entre el tamaño del acumulador y el generador.

El tamaño del acumulador nos indica el numero de días de autonomía

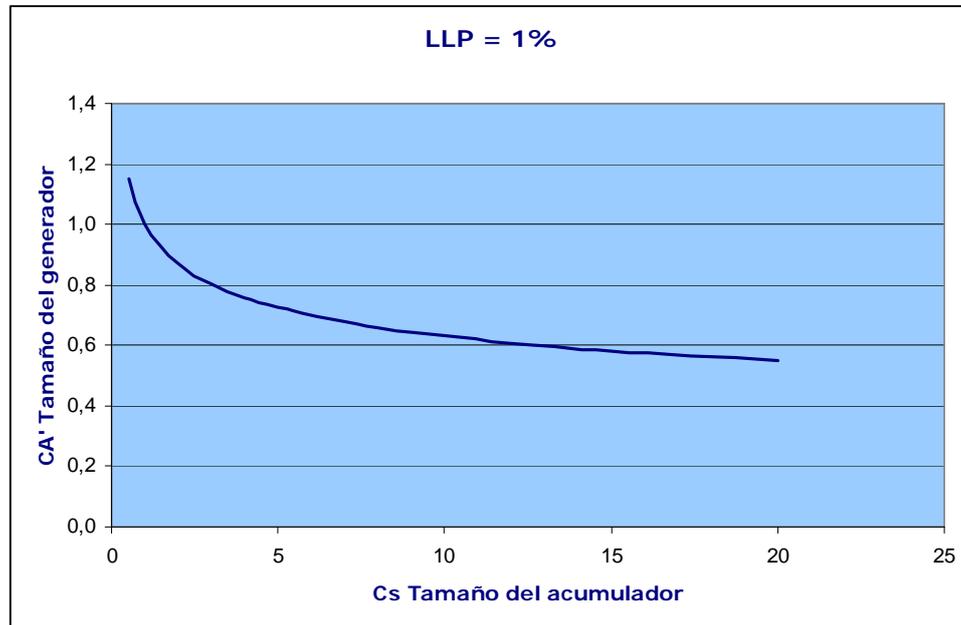


Figura I. Curva de isofiabilidad para el sistema.

Si tenemos en cuenta la recomendación recogida en la obra "Energía Solar Fotovoltaica y Cooperación al desarrollo. Ingeniería sin fronteras" (Madrid. Instituto de estudios políticos para America Latina y África. 1999), referencia 11, para inviernos soleados e instalaciones domésticas, 3 días de autonomía se estima suficiente. Además el Pliego de condiciones técnicas de Instalaciones Aisladas de Red (IDAE), referencia 14, establece en 3 días el mínimo para la autonomía de un sistema fotovoltaico autónomo.

Estimación de los días de autonomía del acumulador		
Invierno	Instalación doméstica	Instalación crítica
Muy nubosos	5	10
Variables	4	8
Soleados	3	6

Tabla V. Estimación del número de días de autonomía, en función del tipo de invierno e instalación. (Ref.10)

Se pretende utilizar en la instalación módulos fotovoltaicos de SolarWorld SW 80 poly RNA, cuya ficha de características eléctricas se puede ver en la tabla VI.

Sunmodule®

SW 80 poly RNA

COMPORTAMIENTO BAJO CONDICIONES ESTÁNDAR DE PRUEBA (STC*)

		SW 80
Potencia en el punto de máx. potencia	P_{max}	80 Wp
Tensión en vacío	U_{oc}	21,9 V
Tensión a potencia máxima	U_{mpp}	17,9 V
Corriente de cortocircuito	I_{sc}	4,78 A
Corriente a potencia máxima	I_{mpp}	4,49 A



Tabla VI. características eléctricas del módulo SW 80 poly RNA.

- Área del modulo = 0,651 m²
- Eficiencia = 12,20%

$$\eta_{STC} = \frac{P_{mod,M,STC}}{G_{STC} \times A_{mod}} = \frac{80W}{1000W / m^2 \times 0,651m^2} = 0,122$$

Símbolo	Magnitud	Unidad
η_{STC}	Eficiencia del módulo fotovoltaico en STC	-
$P_{mod,M,STC}$	Potencia máxima del modulo FV	W
G_{STC}	Irradiancia en STC	W/m ²
A_{mod}	Área del módulo	m ²

2.3. Dimensionado del generador fotovoltaico

Se calcula el numero de módulos en serie (N_s) considerando una tensión de alimentación de las cargas de 48 V y conociendo la tensión en el punto de máxima potencia del módulo en STC (34.6 V).

$$N_s = \frac{V_{bat}}{V_{mod,M,STC}} = \frac{48}{17,9} = 2,68$$

Se toma $N_s = 3$. De esta manera se consigue la suficiente tensión de salida del generador fotovoltaico y además introducimos un factor de seguridad (FS).

El numero de módulos en paralelo (N_p) nos va a determinar la máxima corriente de salida del generador fotovoltaico:

$$I_{GFV,M,STC} = I_{mod,M,STC} \times N_p = 4,49N_p (A)$$

Para expresar el número de módulos en paralelo del generador en función de $C_{A'}$, seguimos el siguiente proceso:

$$A_{GFV} \times \eta_{STC} = N_p \times N_s \times A_{mod} \times \eta_{STC}$$

$$A_{GFV} = \frac{I_{GFV,M,STC}}{I_{mod,M,STC}} \times \frac{V_{bat}}{V_{mod,M,STC}} \times A_{mod} \times \frac{V_{mod,M,STC} \times I_{mod,M,STC}}{A_{mod} \times G_{STC}} = \frac{V_{bat} \times I_{GFV,M,STC}}{G_{STC}}$$

Teniendo en cuenta que:

$$N_s = \frac{V_{bat}}{V_{mod,M,STC}}$$

$$N_p = \frac{I_{GFV,M,STC}}{I_{mod,M,STC}}$$

$$\eta_{STC} = \frac{I_{mod,M,STC} \times V_{mod,M,STC}}{G_{STC} \times A_{mod}}$$

Finalmente expresamos $C_{A'}$ en función del número de módulos en paralelo del generador fotovoltaico.

$C_{A'}$ es un parámetro que se relaciona con la capacidad del generador fotovoltaico de la siguiente manera y permite dimensionar el tamaño del GFV a partir de la radiación diaria media anual sobre superficie horizontal.

$$C_{A'} = C_A \times \frac{G_{d(0)}}{G_d} = \frac{A_{GFV} \times \eta_{STC} \times G_{d(0)}}{L}$$

C_A es la capacidad del GFV. Se define como la relación que existe entre la salida media de energía diaria desde el generador y el consumo diario medio de energía en las cargas del sistema.

$$C_{A'} = \frac{A_{GFV} \times \eta_{STC} \times G_{d(0)}}{L} = \frac{I_{GFV,M,STC} \times V_{bat} \times G_{d(0)}}{G \times L} = \frac{4,49 N_p \times 48 \times 4.840}{1000 \times 7087} = 0,1472 N_p$$

$$N_p = 6,79 C_{A'}$$

Símbolo	Magnitud	Unidad
η_{STC}	Eficiencia del módulo fotovoltaico en STC	-
L	Energía diaria estimada necesaria para las cargas	Wh/día
$G_{d(0)}$	Irradiación diaria sobre plano horizontal	W/m ² día
A_{GFV}	Área del Generador FV	m ²
$I_{GFV,M,STC}$	Intensidad máxima del Generador FV	A
G	Irradiancia en STC	W/m ²
V_{bat}	Tensión de la batería	V

2.4. Dimensionado del acumulador

La capacidad del acumulador se puede definir como la relación entre la máxima energía que el acumulador puede suministrar y la energía diaria requerida por las cargas del sistema.

$$C_s = \frac{C_n \times DOD_{\max}}{L}$$

Símbolo	Magnitud	Unidad
C_s	Capacidad del acumulador	Días de autonomía
C_n	Capacidad nominal del acumulador	KWh
DOD_{\max}	Profundidad máxima de descarga	-
L	Energía demandada por las cargas del sistema	KWh/día

Tabla VII. Magnitudes relacionadas en la expresión "capacidad del acumulador".

Si utilizamos unidades de Ah para la capacidad del acumulador podemos obtener esta expresión que nos permite determinar la capacidad nominal de nuestro sistema de baterías.

$$C_n (Ah) = \frac{C_s \times L}{V_{bat} \times DOD_{\max}} = \frac{7087Wh / día \times C_s \text{ días}}{48V \times 0.75} = 196.86 C_s$$

Cs	Ca'	Ns	Np	Numero de módulos	PDC(KW)	Cn (Ah)	Coste (€)
0,5	1,1487	3	8	24	1,92	98	3171,5
1	1,0000	3	7	21	1,68	197	3373,0
2	0,8706	3	6	18	1,44	394	4106,1
3	0,8027	3	6	18	1,44	591	5169,1
4	0,7579	3	6	18	1,44	787	6232,2
5	0,7248	3	5	15	1,20	984	6965,2
8	0,6598	3	5	15	1,20	1575	10154,4
10	0,6310	3	5	15	1,20	1969	12280,4
12	0,6084	3	5	15	1,20	2362	14406,5
15	0,5818	3	4	12	0,96	2953	17265,7
20	0,5493	3	4	12	0,96	3937	22580,9

Tabla VIII. Opciones de dimensionado del sistema fotovoltaico.

La tabla VIII muestra diferentes opciones de dimensionado del sistema fotovoltaico donde:

- C_s muestra los días de autonomía
- C_A' hace referencia al tamaño del generador fotovoltaico
- N_s representa el número de módulos en serie en cada rama del generador
- N_p representa el numero de ramas en paralelo del generador. ($N_p=7.02 CA'$)
- P_{DC} es la potencia pico de salida del generador
- C_n es la capacidad nominal del acumulador en Ah. ($C_n=196,86 C_s$)
- Considerando las dimensiones del generador y la batería, así como un coste de 110 €/módulo (Ref.20) y 5.4 €/Ah (Ref.15), se ha estimado el coste de los subsistemas de generación y acumulación.

La opción de dimensionado escogida es la que proporciona 3 días de autonomía, según establece el Pliego de condiciones técnicas de Instalaciones Aisladas de Red (IDAE) (Ref.14) como autonomía mínima.



Batería ROLLS 48V 600Ah S600

3229,5 €

Voltaje	48V
Amperios / Hora	Entre 300Ah – 600Ah
Capacidad medida de la Batería	C100
Amperaje de la Batería	600Ah
Medidas de la Batería estacionario de 6V	318 x 181 x 425 mm cada vaso
Peso de la Batería	56 Kg cada unidad de 6V
Terminales incluidos	Sí
Garantía de la Batería	2 años + 5 prorrogable (en el caso de que la batería sufra una caída en el año 5, se devolverá el dinero equivalente a los 3 años de vida) devolución parcial del importe.
Durabilidad Asegurada	2 años
Información Adicional	n.d
Aplicaciones de Uso de la Batería	Energía Solar, aplicaciones solares fotovoltaicas
Porcentaje de Autodescarga	2% mensual

Figura II. batería Rolls S600

Según el Pliego de condiciones técnicas de Instalaciones Aisladas de Red (IDAE) (Ref.14), "para asegurar una adecuada recarga de las baterías, la capacidad nominal del acumulador (en Ah) no excederá en 25 veces la corriente (en A) de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico". Realizamos dicha comprobación:

$$C_{bat} = 600Ah \leq 25 \times I_{GFV,sc,STC} = 25 \times N_p \times I_{mod,sc,STC} = 25 \times 6 \times 4,78A = 717A$$

Teniendo en cuenta que el acumulador seleccionado modelo Rolls S600 cuenta con una capacidad nominal de 600 Ah, se calcula el número de días de autonomía, recogido junto con otros parámetros del sistema en la tabla IX.

$$C_s = \frac{C_n \times V_{bat} \times DOD_{max}}{L} = \frac{600 \times 48 \times 0.75}{7087} = 3.05$$

En las tablas IX y X se recoge un resumen de los parámetros del sistema generador-acumulador, incluyendo una estimación de su coste.

Resumen del Sistema Fotovoltaico		
Generador fotovoltaico		
Módulos		SW 80 poly RNA de Solarworld
Eficiencia del módulo en STC	η_{STC}	12,20 %
Configuración		Ns=3 Np=6
Potencia pico	P_{GFV}	1,44 KW
Intensidad de corriente de cortocircuito	$I_{GFV,sc,STC}$	28,68 A
Voltaje a circuito abierto	$V_{GFV,oc,STC}$	65,7 V
Intensidad de corriente a máxima potencia	$I_{GFV,M,STC}$	26,94A
Voltaje a máxima potencia	$V_{GFV,M,STC}$	53,7 V
Área del generador	A_{GFV}	11,718 m ²
Acumulador		
Capacidad	C_{bat}	600 Ah
Autonomía	C_s	3.05 días

Tabla IX. Resumen de los parámetros del sistema generador-acumulador.

C_s (días)	C_{bat} (Ah)	N_s	N_p	Número de módulos	PDC(KW)	Coste (€)
3.05	600	3	6	18	1,44	5169,1

Tabla X. Coste del generador y la batería

Finalmente se calcula el factor de seguridad incluido en el cálculo comparando el área del generador fotovoltaico considerada en el dimensionado con el área del generador real, función del número de módulos y el área de cada módulo.

$$C_{A'} = \frac{A_{GFV} \times \eta_{STC} \times G_{d(0)}}{L}; A_{GFV} = \frac{C_{A'} \times L}{\eta_{STC} \times G_{d(0)}} = \frac{0,8027 \times 7087}{0,122 \times 4840} = 9,634m^2$$

$$A_{GFV} = N_s \times N_p \times A_{mod} = 3 \times 6 \times 0,651 = 11,718m^2$$

El factor de seguridad que se ha incluido será:

$$FS = \frac{A_{GFVreal}}{A_{GFVcálculo}} = \frac{11,718}{9,634} = 1.21$$

2.5. Cálculo y selección del regulador de carga

Aunque el regulador de carga puede llegar a suponer tan solo un 5% del coste total de sistema aproximadamente, su funcionamiento tiene una influencia fundamental en la vida útil del acumulador, y consecuentemente en el coste final del sistema. Se estima que esta influencia está comprendida entre un 20% y un 40%, dependiendo del coste de sustitución del acumulador.

Las funciones principales de los reguladores de carga son:

- Evitar la sobrecarga de la batería, limitando la energía que el generador fotovoltaico le suministra cuando ella está completamente cargada.
- Evitar la sobredescarga de la batería, desconectando los consumos cuando el estado de carga de la batería es bajo.

El regulador de carga para la batería debe ser seleccionado atendiendo a la tensión del sistema y a la intensidad de corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico, en condiciones estándar de medida, a la cual se le debe aplicar un coeficiente de seguridad del 130 %. Esto se debe a que en días con nubes la irradiancia puede llegar a alcanzar los 1.300 W/m².

Parámetros para seleccionar el regulador de carga	
Intensidad	Intensidad del regulador = $1,3 \times I_{GFV,sc,STC} = 1,3 \times 28,68 = 37,28$ A
Voltaje a circuito abierto en el Generador FV	$V_{GFV,oc,STC} = 65,7$ V
Tensión de la batería	$V_{bat} = 48$ V

Tabla XI. Parámetros para seleccionar el regulador de carga de la batería.

Con estas consideraciones se puede seleccionar el regulador de carga modelo C40 de Xantrex, cuyas características técnicas se puede ver en la figura IV



Regulador de Carga Xantrex C40 12/24/48 V40 A

153,81 €

El precio incluye el IVA

Figura III. Regulador de carga Xantrex C40.

Controladores serie C

xantrex

Controladores de carga, derivación o recarga

Especificaciones eléctricas			
Modelos	C35	C40	C60
Configuraciones de voltaje	12 y 24 VCC	12, 24, y 48 VCC	12 y 24 VCC
Tensión máx. del conjunto en circuito abierto FV	55 VCC	125 VCC	55 VCC
Carga / Corriente de carga (a 25 °C)	35 amperios CC	40 amperios CC	60 amperios CC
Corriente pico máx.	85 amperios	85 amperios	85 amperios
Caída de tensión máx. a través del controlador	0,30 voltios	0,30 voltios	0,30 voltios
Consumo normal en funcionamiento	15 ma	15 ma	15 ma
Consumo normal en estado inactivo	3 ma	3 ma	3 ma
Tamaño de breaker recomendado	45 amperios	50 amperios	60 amperios a 100% funcionamiento continuo
Tamaño del cableado recomendado	#8 AWG	#8 AWG	#6 AWG
Instalaciones con baterías de plomo-ácido	Ajustable	Ajustable	Ajustable
Instalaciones con baterías de NiCad	Ajustable	Ajustable	Ajustable
Modo de control de carga	Reconexión de baja tensión - Ajustable (pegatina proporcionada junto con la unidad) en todos los modelos Desconexión de baja tensión - Reconexión automática o manual seleccionable por el usuario - incluye indicador de advertencia antes de la desconexión y proporciona un periodo de gracia para una vez seleccionable por el usuario) en todos los modelos		

Figura IV. Regulador de carga Xantrex C40.

Según el Pliego de condiciones técnicas de instalaciones aisladas de red (IDAE) (Ref 14):

- La caída de tensión interna del regulador entre sus terminales para sistemas de mas de 1KW debe ser inferior al 2% de la tensión nominal.

$$2\%V_{nominal} = 2\%48V = 0,96V$$

La caída de tensión máxima a través del regulador es de 0,3V, inferior al 2% de la tensión nominal.

- El autoconsumo del regulador en condiciones normales de operación debe ser inferior al 3% del consumo de energía diario. En nuestro caso el consumo diario en los meses de menor consumo es de 6341 Wh.

$$3\%E_L = 3\%6341Wh = 190,23Wh$$

La energía consumida por el regulador a lo largo de un día de operación es de:

$$E_{reg} = P \times t = I \times V \times t = 0,15A \times 48V \times 24horas = 172,8Wh$$

Por lo tanto se cumple la condición $E_{reg} < E_L$ durante un día de operación normal.

2.6. Selección del inversor

El inversor es el dispositivo encargado de transformar la corriente continua producida por el generador fotovoltaico en corriente alterna necesaria para las cargas del sistema. De acuerdo con las características del generador fotovoltaico recogidas en la tabla XII y la tensión de la batería ($V_{bat}=48 V$) se puede proceder al dimensionado de este.

Generador Fotovoltaico		
Módulos		SW 80 poly RNA de Solarworld
Eficiencia del módulo en STC	η_{STC}	12,20 %
Configuración		$N_s=3 N_p=6$
Potencia pico	P_{GFV}	1,44 KW
Intensidad de corriente de cortocircuito	$I_{GFV,sc,STC}$	28,68 A
Voltaje a circuito abierto	$V_{GFV,oc,STC}$	65,7 V
Intensidad de corriente a máxima potencia	$I_{GFV,M,STC}$	26,94 A
Voltaje a máxima potencia	$V_{GFV,M,STC}$	53,7 V
Área del generador	A_{GFV}	11,718 m ²

Tabla XII. características del generador fotovoltaico.

$$P_{INV,DC} = F_S \times P_{GFV,M,STC}$$

Símbolo	Magnitud	Unidad
$P_{INV,DC}$	Potencia a la entrada del inversor	KW
F_S	Factor de seguridad	-
$P_{GFV,M,STC}$	Potencia máxima del generador fotovoltaico en condiciones estándar	KW

Zona	F_s
Europa Septentrional (lat. 55 - 70°)	0,65 – 0,8
Europa Central (lat. 45 - 55°)	0,75 – 0,9
Europa Meridional (lat. 35 - 45°)	0,85 – 1,0

Tabla XIII. Valores recomendados para el factor de seguridad en el dimensionado del inversor para Europa según la latitud.

En el caso del hotel, está situado a un latitud de 36,84° (Andalucía, Europa Meridional). Por lo tanto escogemos un factor de seguridad comprendido entre 0,85 y 1.

$$P_{INV,DC} = F_S \times P_{GFV,M,STC} = 0,85 \times 1,44 = 1,2KW$$

Considerando los datos de la tabla XII y la potencia calculada a la entrada del inversor en función de la máxima potencia del generador fotovoltaico en condiciones standard y el factor de seguridad función de la latitud, se selecciona el inversor Victron Phoenix 1200W 48V, cuyas características técnicas se recogen en la tabla XIV.

Inversor Phoenix	12 Volt 24 Volt 48 Volt	12/180 24/180	12/350 24/350 48/350	12/750 24/750 48/750	12/800 24/800 48/800	12/1200 24/1200 48/1200
Potencia CA cont. de salida a 25 °C (VA) (3)		180	350	750	800	1200
Potencia cont. a 25 °C / 40 °C (W)		175 / 150	300 / 250	700 / 650	700 / 650	1000 / 900
Pico de potencia (W)		350	700	1400	1600	2400
Tensión / frecuencia CA de salida (4)	110VAC o 230VAC +/- 3% 50Hz o 60Hz +/- 0,1%					
Rango de tensión de entrada (V DC)	10,5 - 15,5 / 21,0 - 31,0 / 42,0 - 62,0			9,2 - 17,3 / 18,4 - 34,0 / 36,8 - 68,0		
Alarma de batería baja (V DC)	11,0 / 22 / 44			10,9 / 21,8 / 43,6		
Apagado por batería baja (V DC)	10,5 / 21 / 42			9,2 / 18,4 / 36,8		
Autorrecuperación de batería baja (V DC)	12,5 / 25 / 50			12,5 / 25 / 50		
Eficacia máx. 12 / 24 / 48 V (%)	87 / 88	89 / 89 / 90	91 / 93 / 94	91 / 93 / 94	92 / 94 / 94	92 / 94 / 94
Consumo en vacío 12 / 24 / 48 V (W)	2,6 / 3,8	3,1 / 5,0 / 6,0	14 / 14 / 13	6 / 6 / 6	8 / 9 / 8	8 / 9 / 8
Consumo en vacío en modo de ahorro	n. a.	n. a.	3 / 4 / 5	2	2	2
Protección (2)	a - e					
Temperatura de funcionamiento	-40 to +50°C (refrigerado por ventilador)					
Humedad (sin condensación)	max 95%					
CARCASA						
Material y color	aluminio (azul RAL 5012)					
Conexiones de la batería	1)	1)	Screw terminals	1)	1)	1)
Tomas de corriente CA estándar	230V: IEC-320 (IEC-320 enchufe incluido), CEE 7/4 (Schuko) 120V: Nema 5-15R					
Otros enchufes (bajo pedido)	BS 1363 (Reino Unido) AN/NZS 3112 (Australia/Nueva Zelanda)					
Tipo de protección	IP 20					
Peso en (kg / lbs)	2,7 / 5,4	3,5 / 7,7	2,7 / 5,4	6,5 / 14,3	8,5 / 18,7	8,5 / 18,7
Dimensiones (al x an x p en mm.) (al x an x p en pulgadas)	72x132x200 2.8x5.2x7.9	72x155x237 2.8x6.1x9.3	72x180x295 2.8x7.1x11.6	108x165x305 4.2x6.4x11.9	108x165x305 4.2x6.4x11.9	108x165x305 4.2x6.4x11.9
ACCESORIOS						
Panel de control remoto	n. a.	n. a.	Opcional	n. a.	n. a.	n. a.
Interruptor on/off remoto	Conector bifásico		RJ12 plug	Conector bifásico		
Conmutador de transferencia automático	Filax					
NORMATIVAS						
Seguridad	EN 60335-1					
Emisiones / Normativas	EN55014-1 / EN 55014-2 / EN 61000-6-2 / EN 61000-6-3					
1) Cables de batería de 1,5 metros (12/180 con encendedor de cigarrillos)						
2) Protección						
a) Cortocircuito de salida						
b) Sobrecarga						
c) Tensión de la batería demasiado alta						
3) Carga no lineal, factor de cresta 3:1						
4) La frecuencia puede ajustarse por medio del conmutador DIP (sólo en modelos 750VA)						
d) Tensión de la batería demasiado baja						
e) Temperatura demasiado alta						



Tabla XIV. Ficha técnica del inversor Victron Phoenix 1200W 48V.

Tal y como se especifica en el Pliego de condiciones técnicas de instalaciones aisladas de red (IDAE) (Ref.14) el inversor seleccionado cumple las siguientes especificaciones:

- El inversor Victron Phoenix 1200-48 es de onda sinusoidal pura, pues la distorsión armónica total de la tensión de salida es inferior al 5% cuando el inversor alimenta cargas lineales, desde el 20 % hasta el 100 % de la potencia nominal.
- El inversor se conectará a la salida de consumo del regulador de carga.
- El inversor debe asegurar una correcta operación en todo el margen de tensiones de entrada permitidas por el sistema.
- El inversor debe arrancar y operar todas las cargas especificadas en la instalación, incluyendo aquellos electrodomésticos que cuentan con motor y requieren una corriente de arranque.
- El inversor Victron Phoenix 1200-48 está protegido frente a las siguientes situaciones:
 - Cortocircuito en la salida de corriente alterna.
 - Sobrecargas que excedan la duración y límites permitidos.
 - Tensión de entrada fuera del margen de operación.
 - Desconexión del acumulador.
- El autoconsumo del inversor sin carga conectada es inferior al 2 % de la potencia nominal de salida.

$$A_{\text{autoconsumo sin carga}} = 8W < 2\% 1200W = 24 W$$

- Las pérdidas de energía diaria ocasionadas por el autoconsumo del inversor son inferiores al 5 % del consumo diario de energía. El inversor seleccionado cuenta con un sistema de "stand-by" para reducir estas pérdidas cuando el inversor trabaja en vacío (sin carga).

$$E_{\text{inv}} = P \times t = 8W \times 24\text{horas} = 192Wh$$

En los días de menor consumo las cargas del sistema llegan a necesitar 6341 Wh.

$$5\%E_L = 5\%6341Wh = 317,05Wh$$

Por lo tanto se cumple también la condición de que el autoconsumo de energía del inversor es inferior al 5% del consumo diario de energía.

- En cuanto al rendimiento del inversor, por ser de tipo senoidal, con potencia nominal superior a 500 VA debe tener un rendimiento superior al 85% trabajando a potencia nominal. Esta condición del Pliego de condiciones técnicas de instalaciones aisladas de red también queda satisfecha al alcanzar el inversor Victron Phoenix 1200-48 un rendimiento del 94%.

<i>Tipo de inversor</i>		<i>Rendimiento al 20 % de la potencia nominal</i>	<i>Rendimiento a potencia nominal</i>
Onda senoidal (*)	$P_{\text{NOM}} \leq 500 \text{ VA}$	> 85 %	> 75 %
	$P_{\text{NOM}} > 500 \text{ VA}$	> 90 %	> 85 %
Onda no senoidal		> 90 %	> 85 %

Tabla XV. Rendimiento del inversor, Pliego de condiciones técnicas de instalaciones aisladas de red (IDAE) (Ref.14).

2.7. Estructura para la fijación de los módulos

La estructura sobre la que se fijan los módulos fotovoltaicos se puede describir como constituida por dos subsistemas, como se puede apreciar en la figura V.

1. Conjunto de perfiles que van anclados al forjado de la azotea situada sobre la cocina del hotel.
2. Estructura que proporciona el ángulo de inclinación y el apoyo directo a los módulos.



Figura V. Estructura soporte Sunfix Plus de SolarWorld. Ref.13

El sistema seleccionado se denomina Sunfix Plus que es producido por el mismo fabricante que los módulos seleccionados para el generador fotovoltaico (SOLARWORLD). Este sistema cuenta con las siguientes ventajas:

- Su estabilidad debido a la alta calidad de los materiales de Sunfix plus, que garantiza una gran durabilidad del sistema. La resistencia estructural del sistema está certificada conforme al Eurocódigo 1.
- Su flexibilidad, ya que admite gran número de opciones de fijación, de manera que puede montarse sobre cualquier tipo de cubierta, tanto plana como inclinada.
- Su eficiencia, puesto que los perfiles y los elementos de unión del sistema Sunfix plus se adaptan perfectamente entre sí.

Los perfiles que conforman la estructura están fabricados en aluminio y los elementos de unión están fabricados en acero inoxidable y aluminio, cumpliendo de esta manera con la Instrucción técnica complementaria ITC FV 04, publicada en BOJA el 18 de mayo de 2007 (Ref.32). De esta manera la estructura requiere un mantenimiento mínimo y asegura una excelente resistencia frente a los agentes ambientales.

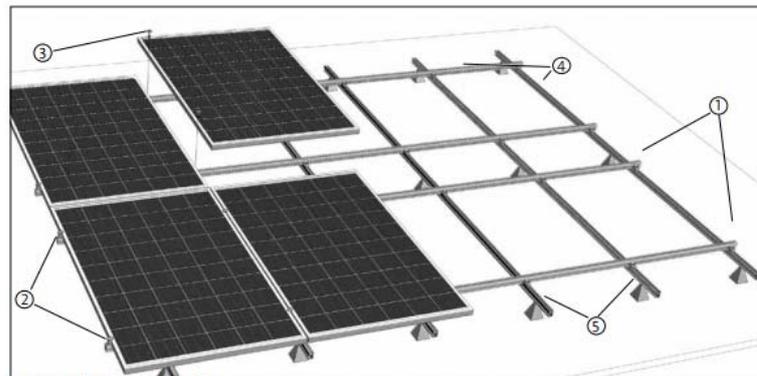
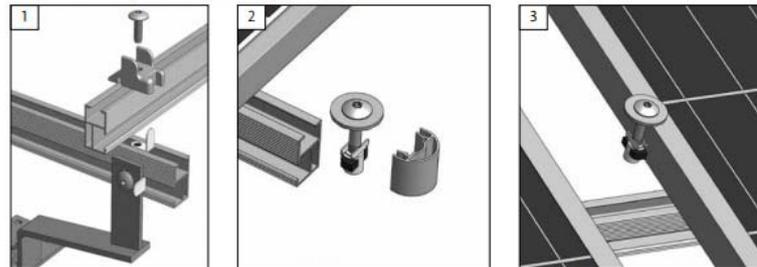


Fig. B 1-1 Montaje de la estructura de base

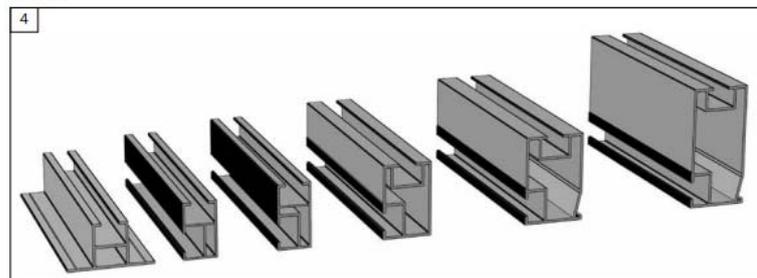
Detalles sobre el ajuste de la perfilera y de los módulos



Sujeción de módulos en el borde

Sujeción de los módulos en el interior

Perfiles



Perfiles portantes de aluminio Fix Plus

Figura VI. Esquema general y detalles de la estructura soporte Sunfix. Ref.13

Anexo 2 - Estudio de pérdidas por sombreado

1. INTRODUCCIÓN

En este anexo se calculan las pérdidas de radiación solar que experimenta el generador fotovoltaico del SFA del hotel a consecuencia de las sombras circundantes. Estas pérdidas se expresarán como un porcentaje de la radiación solar global que incidiría sobre la superficie del generador de no existir ninguna sombra. El procedimiento de cálculo consiste en comparar el perfil de obstáculos que afecta a la superficie del GFV con el diagrama de trayectorias del Sol.

2. OBSTÁCULOS Y SUS COORDENADAS

En la figura I se muestran los obstáculos comprendidos entre 120° y -120° respecto del generador fotovoltaico situado en la azotea sur del edificio principal del hotel, que son los que se incluyen en el estudio, pues pueden originar pérdidas de radiación por sombras.



Figura I. Identificación de los obstáculos en planta.

Estos obstáculos son:

- A. Árbol oeste
- B. Árbol sur
- C. Caseta

A continuación se calculan las coordenadas de posición, es decir, elevación (ángulo de inclinación respecto del plano horizontal) y azimut (ángulo de desviación respecto a la dirección sur) de cada uno de los obstáculos. En la figura II se ha representado la posición relativa de los tres obstáculos respecto del GFV. Cada obstáculo viene definido por dos puntos.

- A. Árbol oeste: A_1 y A_2 .
- B. Árbol sur: B_1 y B_2 .
- C. Caseta: C_1 y C_2

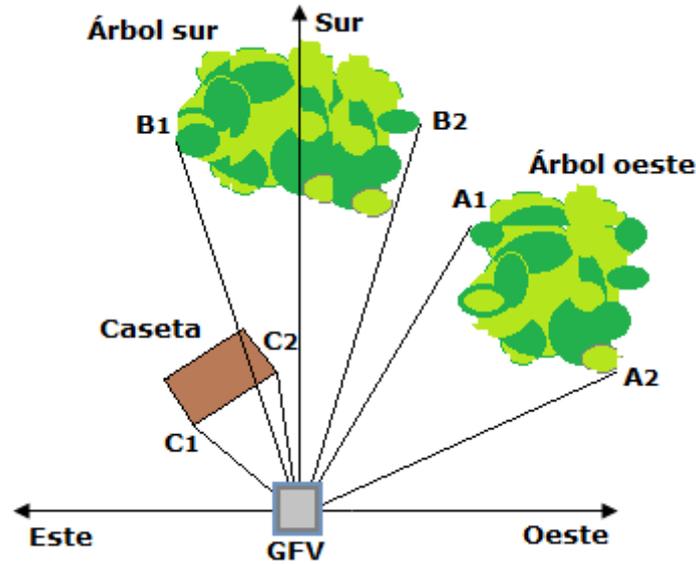


Figura II. Posición de los obstáculos respecto del Generador Fotovoltaico.

La tabla I recoge la altura de cada obstáculo y las coordenadas cartesianas de cada punto que lo define.

posición de los obstáculos		
obstáculos que producen sombra	Altura sobre el GFV	Coordenadas cartesianas
Árbol Oeste	6 m	A ₁ (8,16)
		A ₂ (15,8)
Árbol Sur	8 m	B ₁ (-7,21)
		B ₂ (6,22)
Caseta	1 m	C ₁ (-6,6)
		C ₂ (-3,9)

Tabla I. Altura y coordenadas de los obstáculos.

Se calculan los acimuts Ψ (desviación respecto de la dirección sur) de los objetos obstáculos para poder situarlos posteriormente en el mapa de las trayectorias solares en el eje horizontal.

- **Árbol Oeste (objeto A):**

$$\Psi_A = \arctg(x_A/y_A).$$

Los acimuts derecho e izquierdo que definen la posición del árbol serán:

$$\Psi_{A1} = \arctg(8/16) = 26,56^\circ$$

$$\Psi_{A2} = \arctg(15/8) = 61,93^\circ$$

- **Árbol Sur (objeto B):**

$$\Psi_B = \arctg(x_B/y_B).$$

Los acimuts derecho e izquierdo que definen la posición del árbol serán:

$$\Psi_{B1} = \arctg(-7/21) = -18,43^\circ$$

$$\Psi_{B2} = \arctg(6/22) = 15,25^\circ$$

- **Caseta (objeto C):**

$$\Psi_C = \arctg(x_C/y_C).$$

Los acimuts derecho e izquierdo que definen la posición de la caseta serán:

$$\Psi_{C1} = \arctg(-6/6) = -45^\circ$$

$$\Psi_{C2} = \arctg(-3/9) = -18,43^\circ$$

Se calculan las elevaciones de los objetos obstáculo α (ángulo de inclinación respecto del plano horizontal) para poder situarlos en el mapa de las trayectorias solares en el eje vertical.

Cálculo de la distancia al origen de coordenadas, que es ocupado por el GFV.

A. Árbol Oeste:

$$r_{A1} = (8^2 + 16^2)^{1/2} = 17,89 \text{ m} ; r_{A2} = (15^2 + 8^2)^{1/2} = 17 \text{ m}$$

B. Árbol Sur:

$$r_{B1} = ((-7)^2 + 21^2)^{1/2} = 22,13 \text{ m} ; r_{B2} = (6^2 + 22^2)^{1/2} = 22,80 \text{ m}$$

C. Caseta:

$$r_{C1} = ((-6)^2 + 6^2)^{1/2} = 8,48 \text{ m} ; r_{C2} = ((-3)^2 + 9^2)^{1/2} = 9,49 \text{ m}$$

Al conocer ambos catetos del triángulo se puede calcular fácilmente el ángulo elevación α .

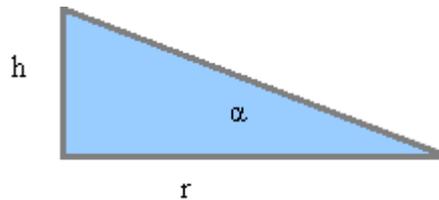


Figura III. Cálculo del ángulo de elevación de los obstáculos.

A. Árbol Oeste

$$\alpha_{A1} = \text{arctg}(h_{A1}/r_{A1}) = \text{arctan}(6/17,89) = 18,54^\circ$$

$$\alpha_{A2} = \text{arctg}(h_{A2}/r_{A2}) = \text{arctan}(6/17) = 19,44^\circ$$

B. Árbol Sur

$$\alpha_{B1} = \text{arctg}(h_{B1}/r_{B1}) = \text{arctan}(8/22,13) = 19,87^\circ$$

$$\alpha_{B2} = \text{arctg}(h_{B2}/r_{B2}) = \text{arctan}(8/22,8) = 19,33^\circ$$

C. Caseta

$$\alpha_{C1} = \text{arctg}(h_{C1}/r_{C1}) = \text{arctan}(1/8,48) = 6,72^\circ$$

$$\alpha_{C2} = \text{arctg}(h_{C2}/r_{C2}) = \text{arctan}(1/9,49) = 6,01^\circ$$

Una vez conocidas las coordenadas azimuth y elevación de cada punto de cada obstáculo, recogidos en la tabla II, se puede representar el perfil de obstáculos en la figura IV.

Coordenada azimuth y elevación de cada punto			
obstáculos	Puntos	Azimuth Ψ	Elevación α
A. Árbol Oeste	A ₁	26,56°	18,54°
	A ₂	61,93°	19,44°
B. Árbol Sur	B ₁	-18,43°	19,87°
	B ₂	15,25°	19,33°
C. Caseta	C ₁	-45°	6,72°
	C ₂	-18,43°	6,01°

Tabla II. Azimut y altura solar de los obstáculos.

3. CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS

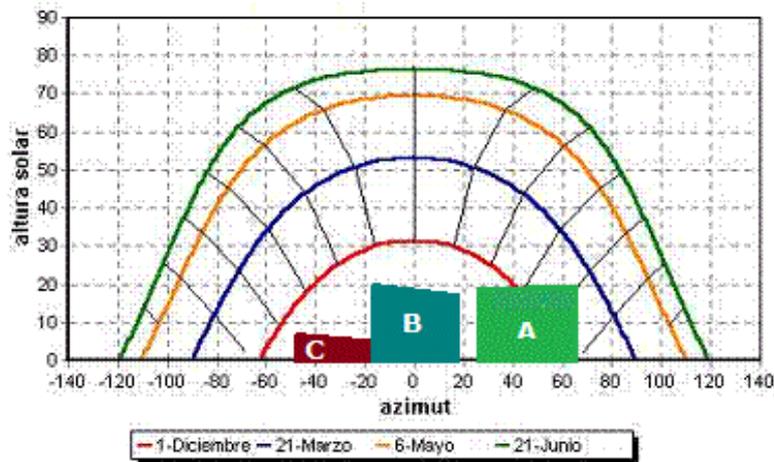


Figura IV. Perfil de obstáculos sobre las trayectorias solares.

La figura IV muestra la intersección del objeto A (árbol oeste) con las dos últimas horas del día solar en la banda de trayectorias comprendida entre el 1 de diciembre (línea roja) y el 21 de marzo (línea azul). Los otros dos objetos (árbol sur y caseta) no producen ninguna intersección con bandas de trayectorias solares.

En la figura V se ha representado el perfil de obstáculos que pueden afectar al SFA del hotel. Se muestran también las bandas de trayectorias solares a lo largo del año. Estas bandas representadas son válidas para localizaciones de sistemas en la Península Ibérica y las Islas Baleares. Las bandas están divididas en tramos delimitados por las horas solares, identificados con un etiqueta alfanumérica. En este caso los tramos de banda interceptados por los obstáculos son A8 y A10.

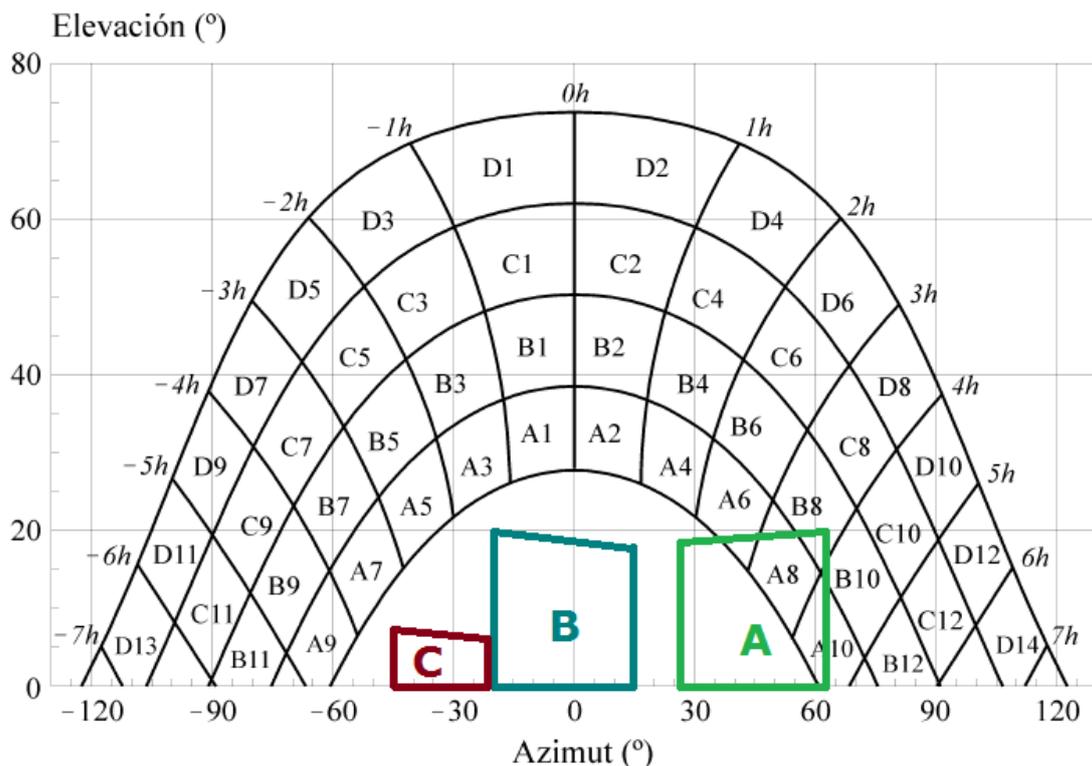


Figura V. Cuantificación de las pérdidas por sombra.

Como se aprecia en las figuras IV y V los obstáculos B y C no producen ninguna intersección con las trayectorias solares y consecuentemente no arrojan ninguna sombra sobre el GFV. Por lo tanto las pérdidas por sombreado son originadas únicamente por el obstáculo A (árbol oeste). En la tabla III se cuantifican dichas pérdidas.

Tramo de banda sombreado	Factor de llenado	Porcentaje de irradiación solar
A6	0,25	1,79
A8	0,75	0,98
A10	0,5	0,11
B8	0,25	0,99

Tabla III. Cálculo de las pérdidas por sombreado

- Los tramos sombreados proceden de la figura V.
- El factor de llenado hace referencia a la porción de tramo de banda ocupado por el obstáculo. Se estima entre los valores 25%, 50%, 75% y 100%.
- El porcentaje de irradiación solar es proporcionado por la Tabla V-1. Esta tabla de referencia V-1 (figura VI) es la más aproximada en orientación e inclinación ($\alpha=0^\circ$ y $\beta=35^\circ$) al SFA del hotel de entre todas las tablas de referencia proporcionadas por el Anexo III (Cálculo de las pérdidas de radiación solar por sombras) del PCT para instalaciones conectadas a red (Ref.33).

Tabla V-1

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,03
11	0,00	0,01	0,12	0,44
9	0,13	0,41	0,62	1,49
7	1,00	0,95	1,27	2,76
5	1,84	1,50	1,83	3,87
3	2,70	1,88	2,21	4,67
1	3,15	2,12	2,43	5,04
2	3,17	2,12	2,33	4,99
4	2,70	1,89	2,01	4,46
6	1,79	1,51	1,65	3,63
8	0,98	0,99	1,08	2,55
10	0,11	0,42	0,52	1,33
12	0,00	0,02	0,10	0,40
14	0,00	0,00	0,00	0,02

Figura VI. Tabla de referencia. Porcentaje de irradiación solar. Ref.33

Por lo tanto las pérdidas ocasionadas por la sombra del árbol oeste (obstáculo A) serán:

$$\text{Pérdidas obstáculo A} = 0,25 \times 1,79 + 0,75 \times 0,98 + 0,5 \times 0,11 + 0,25 \times 0,99 = 1,48\%$$

Por lo tanto las pérdidas totales de radiación solar del sistema debido a sombras es:

$$\text{Pérdida total por sombra} = 1,48\%$$

Las pérdidas de radiación solar por sombras son bastante reducidas, lo que indica que la posición del SFA del hotel sobre la azotea sur es la adecuada.

Anexo 3 - Dimensionado del cableado

1. INTRODUCCIÓN

El dimensionado del cableado para el sistema fotovoltaico sigue la especificación AENOR EA 0038. Se trata de cables diseñados para condiciones de instalación severas y de larga duración (superior a 25 años), adecuados para equipos de aislamiento clase II, resistentes tanto a temperaturas extremas 40 a 90 °C como a la intemperie y de alta seguridad (AS), es decir, no propagan llama ni fuego y poseen baja emisión de humos y de gases corrosivos.

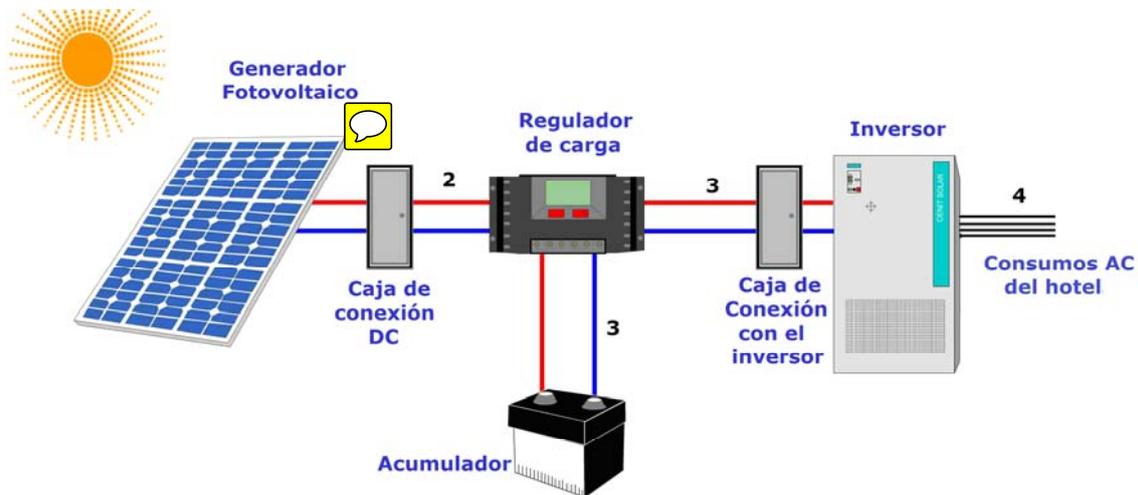


Figura I. Esquema general del sistema.

A la hora de dimensionar el cableado del sistema distinguimos cuatro tramos diferentes de conductores:

- 5. Tramo de cable de cada rama del generador fotovoltaico a la caja de conexión DC.
- 6. Tramo de la caja de conexión DC hasta el regulador de carga.
- 7. Tramo del regulador de carga a la batería e inversor.
- 8. Tramo del inversor a las cargas del sistema.

Tal y como se indica en el Pliego de condiciones técnicas de instalaciones aisladas de red (Ref.14), los conductores necesarios tendrán la sección adecuada para reducir las caídas de tensión y los calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior, incluyendo cualquier terminal intermedio, al 1,5 % a la tensión nominal continua del sistema.

Además se incluirá toda la longitud de cables necesaria (parte continua y/o alterna) para cada aplicación concreta, evitando esfuerzos sobre los elementos de la instalación y sobre los propios cables.

Por otra parte el cableado tiene que ser fiable y, no deteriorarse su capa aislante ni por el efecto de los rayos UV, temperatura ó humedad. Para evitar esto se utiliza cable solar, certificado para las siguientes normas:

- Retardador de llama según IEC 60332-1-2
- Libre de halógenos según EN 50267-2-2
- Resistente al ozono según 50396
- Resistente al UV según HD 605/A1
- Resistente a la corrosión según EN 60811-2-1

Para dimensionar la sección de los conductores de los cables debemos respetar dos criterios, imponiéndose el más restrictivo de ellos:

- La máxima intensidad admisible por el cable
- La máxima caída de tensión permisible en el cable

2. TRAMO DE CABLE DE CADA RAMA DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO A LA CAJA DE CONEXIÓN DC

El generador fotovoltaico está constituido por 7 ramas en paralelo de 3 módulos en serie cada una, tal y como se representa en la figura II. Teniendo en cuenta que las dimensiones de cada modulo son de 958 mmm X 680 mm (ver figura III), la longitud de cable de cada rama será como mínimo de

$$L_{\min} = 3 \times 0,98m = 2,98m$$

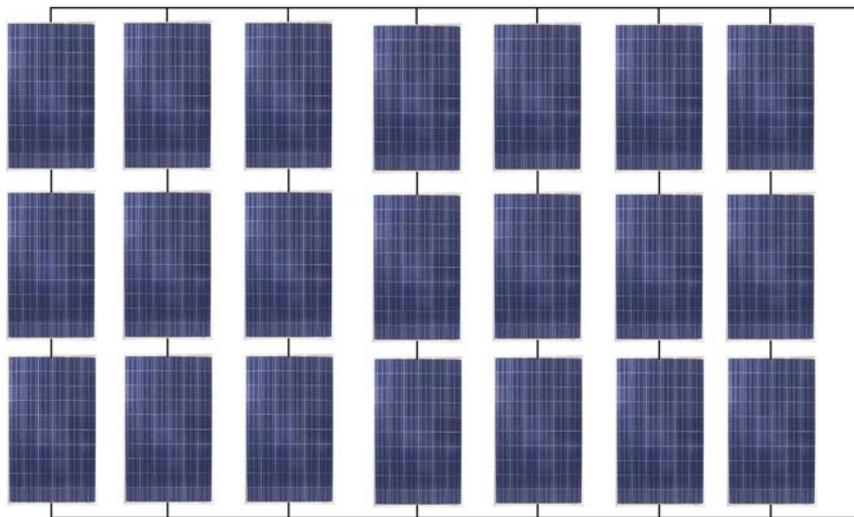


Figura II. Configuración del generador fotovoltaico ($N_s=3$ $N_p=7$).

Para evitar cualquier esfuerzo sobre los módulo y los propios cables (Ref.14) se mayora dicha longitud de 2,98 m a 5 metros. Se añaden además 5 metros mas de cable para cubrir la distancia desde la rama mas alejada del generador a la caja de conexión DC.

$$L = 10 \text{ m}$$

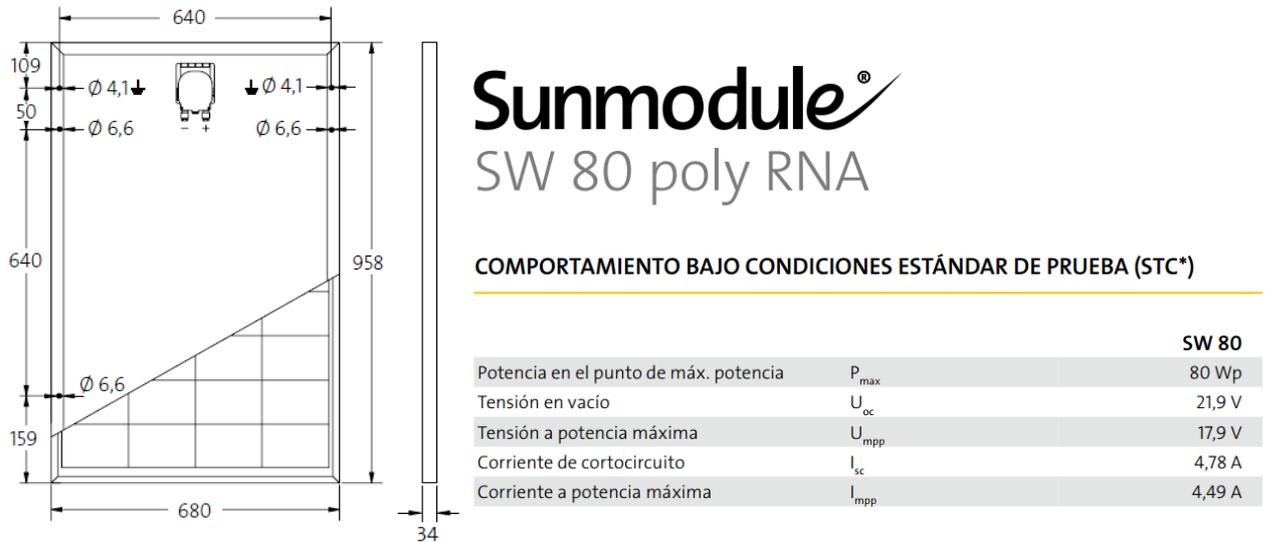


Figura III. Características del módulo SW 80 poly RNA

Criterio de máxima intensidad:

Según el Standard IEC 60364-7-712, a su temperatura de trabajo el cable debe soportar 1.25 veces la intensidad de cortocircuito en STC del módulo.

$$1,25 \times I_{mod_sc_STC} = 1,25 \times 4,78 = 5,97 A$$

Sección mm ²	Tipo de instalación		
	Al aire 60 °C	Sobre superficie	Adyacente a superficies
1,5	A	A	A
2,5	30	29	24
4	41	39	33
6	55	52	44
10	70	67	57
16	98	93	79
25	132	125	107
35	176	167	142
	218	207	176

Tabla I. Intensidad máxima admisible en conductores para conexionado de paneles fotovoltaicos. Especificación AENOR EA 0038 (Ref.12)

Una sección de 1,5 mm² soporta hasta 29 A, así que es suficiente para soportar los 5,97 A.

Criterio de máxima caída de tensión

Según el Pliego de condiciones técnicas para instalaciones aisladas de red del IDAE (Ref.14) la caída de tensión debe ser inferior al 1,5%. Supondremos que en este tramo se produce una caída de tensión del 1% de la tensión del generador fotovoltaico. No todas las ramas tienen la misma longitud de cable. La máxima longitud de cable de rama del generador tiene una longitud de 10 m.

La sección mínima del conductor atendiendo al criterio de máxima caída de tensión permisible será (Ref.9):

$$S_{m,rama} = \frac{2 \times L_{rama} \times I_{mod,M,STC}}{\Delta V_{rama} \times N_{ms} \times V_{mod,M,STC} \times \sigma}$$

Símbolo	Magnitud	Unidad
$S_{m,rama}$	Sección del cable de rama	mm ²
L_{rama}	Longitud de la rama	m
$I_{mod,M,STC}$	Intensidad a potencia máxima en condiciones estándar	A
ΔV_{rama}	caída de tensión admisible en la rama	-
N_{ms}	Número de módulos en serie	-
$V_{mod,M,STC}$	tensión a potencia máxima en condiciones estándar	V
σ	resistividad	m · Ω ⁻¹ · mm ⁻²

La resistividad del cobre es de 56 m · Ω⁻¹ · mm⁻²

$$S_{m,rama} = \frac{2 \times 10 \times 4,49}{0,01 \times 3 \times 17,9 \times 56} = 3 \text{ mm}^2$$

Este criterio de máxima caída de tensión es más restrictivo (3 mm² frente a 1.5 mm²). De cualquier manera debemos escoger un conductor de sección **4 mm²**, pues las secciones normalizadas menores (1,5 y 2,5 mm²) resultan ser más frágiles y propensas a su ruptura durante su manipulación (Ref.9).

Así, con una sección de cable de 4 mm² y una caída de tensión máxima del 1% se podría instalar un cable de hasta 13,4 m sin superar las pérdidas de energía permitidas. Por lo tanto la longitud de cable necesaria para cada rama de 10 m es mas que adecuada.

$$L_{rama} = \frac{S_{m,rama} \times \Delta V_{rama} \times N_{ms} \times V_{mod,M,STC} \times \sigma}{2 \times I_{mod,M,STC}} = \frac{4 \times 0,01 \times 3 \times 17,9 \times 56}{2 \times 4,49} = 13,4 \text{ m}$$

3. TRAMO CAJA DE CONEXIÓN DC – REGULADOR DE CARGA

Criterio de máxima intensidad

En este tramo el conductor debe soportar 1.25 veces la intensidad de cortocircuito en STC del generador FV.

$$1,25 \times N_p \times I_{mod,sc,STC} = 1,25 \times 7 \times 4,78 = 41,79A$$

Para los conductores situados entre la caja de conexión DC y el inversor también se considera válidas las secciones de cable recogidas en la tabla I.

Sección	Tipo de instalación		
	Al aire 60 °C	Sobre superficie	Adyacente a superficies
mm ²	A	A	A
1,5	30	29	24
2,5	41	39	33
4	55	52	44
6	70	67	57
10	98	93	79
16	132	125	107
25	176	167	142
35	218	207	176

Tabla I. Intensidad máxima admisible en conductores para conexionado de paneles fotovoltaicos. Especificación AENOR EA 0038 (Ref.12)

Según la tabla I un conductor de sección 4 mm² soporta hasta 52 A y por lo tanto es suficiente para el cable de este tramo por el que podría llegar a circular como máximo 41,79 A.

Criterio de la máxima caída de tensión

Según el Pliego de condiciones técnicas para instalaciones aisladas de red del IDAE (Ref.14) debe ser inferior al 1,5%. Supongamos que en este tramo se produce una caída de tensión del 0.25% del GFV. El tramo desde la caja de conexión de continua al regulador de carga es de 1,80 m, pues se encuentran en la misma habitación. Con estas condiciones la sección mínima del conductor debe ser (Ref.9):

$$S_m = \frac{2 \times L \times N_p \times I_{mod,M,STC}}{\Delta V \times N_s \times V_{mod,M,STC} \times \sigma}$$

Símbolo	Magnitud	Unidad
S_m	Sección mínima del cable	mm^2
L	Longitud del cable	m
$I_{\text{mod},M,STC}$	Intensidad a potencia máxima en condiciones estándar	A
ΔV	caída de tensión admisible	-
N_p	Número de ramas en paralelo	-
N_s	Número de módulos en serie	-
$V_{\text{mod},M,STC}$	tensión a potencia máxima en condiciones estándar	V
σ	resistividad	$\text{m} \cdot \Omega^{-1} \cdot \text{mm}^{-2}$

La resistividad del cobre es de $56 \text{ m} \cdot \Omega^{-1} \cdot \text{mm}^{-2}$

$$S_m = \frac{2 \times 1,80 \times 7 \times 4,49}{0,0025 \times 3 \times 17,9 \times 56} = 15,05 \text{ mm}^2$$

Este criterio de máxima caída de tensión permisible es más restrictivo y debemos escoger una sección para el conductor del cable del tramo de caja DC a regulador de carga de **16 mm²**. además, la especificación AENOR EA 0038, en su sección 4.4.1 impone una sección mínima de conductor de 16 mm².

Así, con una sección de cable de 16 mm² y una caída de tensión máxima del 0.25% se podría instalar un cable de hasta 1,91 m sin superar las pérdidas de energía permitidas. Por lo tanto la longitud de cable necesaria para este tramo de 1,8 m resulta adecuada.

$$L = \frac{S_m \times \Delta V \times N_s \times V_{\text{mod},M,STC} \times \sigma}{2 \times N_p \times I_{\text{mod},M,STC}} = \frac{16 \times 0,0025 \times 3 \times 17,9 \times 56}{2 \times 7 \times 4,49} = 1,91 \text{ m}$$

4. TRAMO REGULADOR DE CARGA/ACUMULADOR/INVERSOR.

Criterio de máxima intensidad

En este tramo el conductor también debe soportar 1.25 veces la intensidad de cortocircuito en STC del generador FV.

$$1,25 \times N_p \times I_{\text{mod},sc,STC} = 1,25 \times 7 \times 4,78 = 41,79 \text{ A}$$

Para los conductores situados entre la caja de conexión DC y el inversor se sigue considerando válidas las secciones de cable recogidas en la tabla I.

Sección mm ²	Tipo de instalación		
	Al aire 60 °C	Sobre superficie	Adyacente a superficies
	A	A	A
1,5	30	29	24
2,5	41	39	33
4	55	52	44
6	70	67	57
10	98	93	79
16	132	125	107
25	176	167	142
35	218	207	176

Tabla I. Intensidad máxima admisible en conductores para conexionado de paneles fotovoltaicos. Especificación AENOR EA 0038 (Ref.12)

De acuerdo con la tabla I un conductor de sección 4 mm² puede llegar a soportar hasta 52 A y por lo tanto es suficiente para el cable de este tramo por el que podría llegar a circular como máximo 41,79 A.

Criterio de la máxima caída de tensión

Según el Pliego de condiciones técnicas para instalaciones aisladas de red del IDAE (Ref.14) debe ser inferior al 1,5%. Supongamos que en este tramo se produce una caída de tensión del 0.25% del GFV. Puesto que tanto el regulador de carga como el acumulador e inversor se encuentra en la misma habitación una longitud de cable de 1,85 metros es suficiente. Con estas condiciones la sección mínima del conductor debe ser (Ref.9):

$$S_m = \frac{2 \times L \times I_{\text{mod},M,STC}}{\Delta V \times N_s \times V_{\text{mod},M,STC} \times \sigma}$$

Símbolo	Magnitud	Unidad
S _m	Sección mínima del cable	mm ²
L	Longitud del cable	m
I _{mod,M,STC}	Intensidad a potencia máxima en condiciones estándar	A
ΔV	caída de tensión admisible	-
N _p	Número de ramas en paralelo	-
N _s	Número de módulos en serie	-
V _{mod,M,STC}	tensión a potencia máxima en condiciones estándar	V
σ	resistividad	m · Ω ⁻¹ · mm ⁻²

La resistividad del cobre es de 56 m · Ω⁻¹ · mm⁻²

$$S_m = \frac{2 \times 1,85 \times 7 \times 4,49}{0,0025 \times 3 \times 17,9 \times 56} = 15,46 \text{ mm}^2$$

El criterio de máxima caída de tensión permisible es más restrictivo también en este caso y se debe escoger una sección para el conductor de **16 mm²**. además, la especificación AENOR EA 0038, en su sección 4.4.1 impone una sección mínima de conductor de 16 mm².

Así, con una sección de cable de 16 mm² y una caída de tensión máxima del 0.25% se podría instalar un cable de hasta 1,91 m sin superar las pérdidas de energía permitidas. Por lo tanto la longitud de cable necesaria para este tramo de 1,85 m resulta adecuada.

5. TRAMO DE ALTERNA

Criterio de máxima intensidad

El cable de alterna debe soportar 1.25 veces la intensidad nominal a la salida del inversor.

$$I_{Inv,AC} = \frac{P_{Inv,AC}}{V_{Inv,AC} \sqrt{3}} = \frac{2000VA}{230V \times \sqrt{3}} = 5,02A$$

$$1,25 \times I_{INV,AC} = 1,25 \times 5,02 = 6,27A$$

Tabla A.52-1
Intensidades admisibles en amperios
Temperatura ambiente 30 °C en el aire

Método de instalación de la tabla 52 – B1	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
		PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2						
A1		PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2						
A2	PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2							
B1				PVC3	PVC2		XLPE3		XLPE2			
B2			PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2					
C					PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2		
E						PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2	
F							PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Sección mm ² Cu												
1,5	13	13,5	14,5	15,5	17	18,5	19,5	22	23	24	26	–
2,5	17,5	18	19,5	21	23	25	27	30	31	33	36	–
4	23	24	26	28	31	34	36	40	42	45	49	–
6	29	31	34	36	40	43	46	51	54	58	63	–
10	39	42	46	50	54	60	63	70	75	80	86	–
16	52	56	61	68	73	80	85	94	100	107	115	–
25	68	73	80	89	95	101	110	119	127	135	149	161
35	–	–	–	110	117	126	137	147	158	169	185	200
50	–	–	–	134	141	153	167	179	192	207	225	242
70	–	–	–	171	179	196	213	229	246	268	289	310
95	–	–	–	207	216	238	258	278	298	328	352	377
120	–	–	–	239	249	276	299	322	346	382	410	437
150	–	–	–	–	285	318	344	371	395	441	473	504
185	–	–	–	–	324	362	392	424	450	506	542	575
240	–	–	–	–	380	424	461	500	538	599	641	679

Tabla II. Máxima intensidad admisible en cables de cobre multiconductor en un conductor en una pared térmicamente aislante. (Ref.23)

Según la tabla II un conductor de cobre de sección 1,5 mm² llega a soportar 15,5 A, lo que resulta suficiente para el conductor a la salida del inversor.

Criterio de máxima caída de tensión

La caída de tensión en la parte de alterna no ha de exceder el 1,5% de la tensión de salida nominal del inversor, de acuerdo con la ITC-BT40 "Instalaciones generadoras de baja tensión". La longitud del conductor es de 60 metros. El inversor es monofásico con $\cos \varphi = 1$.

$$S_{m,AC} = \frac{2 \times L_{AC} \times I_{INV,AC} \times \cos \varphi}{\Delta V_{AC} \times V_{INV,AC} \times \sigma}$$

Símbolo	Magnitud	Unidad
$S_{m,AC}$	Sección mínima del cable de corriente alterna	mm ²
L_{AC}	Longitud del cable de corriente alterna	m
$I_{INV,AC}$	Intensidad a la salida del inversor	A
ΔV_{AC}	caída de tensión admisible	-
$V_{INV,AC}$	tensión a la salida del inversor	V
σ	resistividad	m · Ω ⁻¹ · mm ⁻²

La resistividad del cobre es de 56 m · Ω⁻¹ · mm⁻²

$$I_{Inv,AC} = \frac{P_{Inv,AC}}{V_{Inv,AC} \sqrt{3}} = \frac{1500W}{230V \times \sqrt{3}} = 3,76A$$

$$S_{m,AC} = \frac{2 \times 60 \times 3,76 \times 1}{0,015 \times 230 \times 56} = 2,33mm^2$$

Considerando ambos criterios se debe seleccionar un cable tetrapolar de 4 mm² de sección para el cable que conecta el inversor con el cuadro de protección y mando del hotel.

Resumen dimensionado del cableado del sistema		
Tramo	Sección	Longitud
Rama del Generador Fotovoltaico - Caja DC	4 mm ²	10m/rama
Caja DC - Regulador de carga	16 mm ²	1,8 m
Regulador de carga/acumulador/inversor	16 mm ²	1,85 m
Cable de alterna	4 mm ²	10 m

Anexo 4 - Dimensionado de las protecciones

1. PROTECCIONES DEL SISTEMA Y SU UBICACIÓN

Tal y como se indica en el Pliego de condiciones técnicas de instalaciones fotovoltaicas aisladas de red del IDAE (Ref.14), el sistema de protecciones asegurará la protección de las personas frente a contactos directos e indirectos. Además la instalación estará protegida frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones.

En dicho pliego de condiciones técnicas también se establece que todas las instalaciones con tensiones nominales superiores a 48 voltios contarán con una toma de tierra a la que estará conectada, como mínimo, la estructura soporte del generador y los marcos metálicos de los módulos. La instalación fotovoltaica que nos ocupa tiene una tensión en circuito abierto en el Generador fotovoltaico de 65,7 V y por lo tanto es obligatorio conectarla a tierra. Además se ha optado por razones de seguridad y protección de las personas frente a contactos directos e indirectos la conexión flotante del generador (conectar a tierra únicamente las masas metálicas).

Protecciones del sistema y su ubicación:

- Conexionado del generador a Tierra: Generador flotante.
- Caja de conexión DC
 - Fusibles de rama
 - Descargadores de tensión
- Caja de conexión con el inversor
 - Descargadores de tensión
 - Interruptor Magnetotérmico
 - Interruptor seccionador en carga

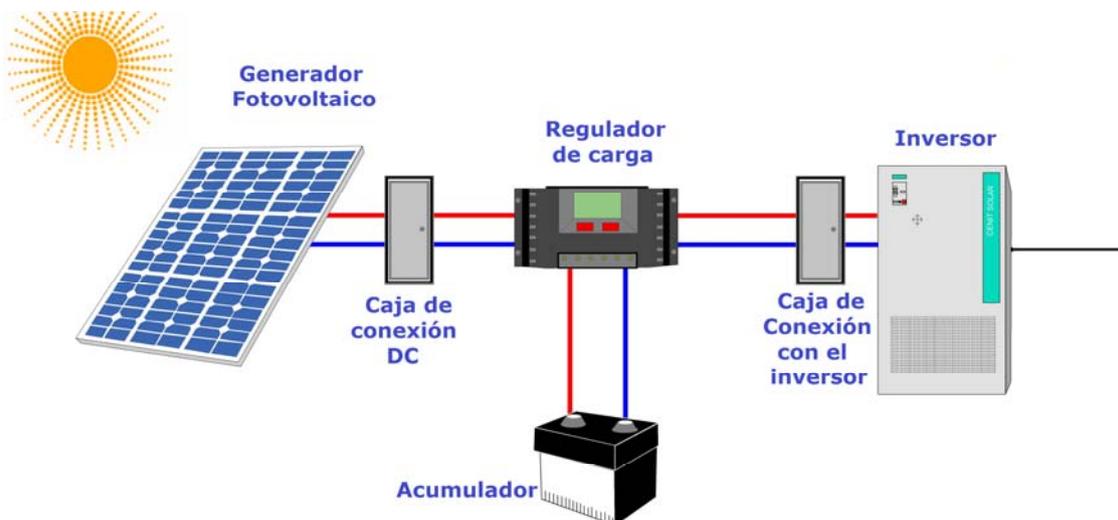


Figura I. Esquema general.

2. CONEXIÓN DEL SISTEMA A TIERRA.

Existen dos posibilidades para conectar el generador a tierra:

- Las masas metálicas puestas a tierra y conductores activos aislados de tierra (Generador flotante).
- Las masas metálicas puesta a tierra y uno de los conductores activos del generador puesto a tierra en el mismo electrodo.

Se selecciona la primera opción, Generador flotante, pues resulta mas segura en cuanto al riesgo frente a contactos directos e indirectos, cuidando mejor de esta manera de la protección de las personas. Si accidentalmente una persona entra en contacto con un conductor activo del generador, ya sea positivo o negativo, estaría protegido por la configuración flotante de éste. Si se produjese un defecto de aislamiento, no se produciría una elevación del potencial de las masas de la instalación. De esta manera se protege frente a los riesgos por contacto directo e indirecto. Además, para un generador puesto a tierra, un solo fallo de aislamiento produce un cortocircuito. Sin embargo para un generador flotante son necesarios dos fallos de aislamiento para producir un cortocircuito. De esta manera, un generador flotante proporciona una mayor fiabilidad, garantía y continuidad de **genera ración** frente a averías por fallos de aislamiento.

3. CAJA DE CONEXIÓN DC

En la denominada caja de conexión DC (ver figura I) se instalan los fusibles que protegen frente a sobrecorrientes a cada una de las ramas del generador fotovoltaico y los descargadores de tensión que protegen frente a sobretensiones.

• Fusibles

Los fusibles a insertar en serie con cada rama de módulos deben poseer una intensidad nominal I_n tal que se cumpla la siguiente inecuación:

$$1.5 \times I_{\text{mod,sc,STC}} \leq I_n \leq 2 \times I_{\text{mod,sc,STC}}$$

$$1.5 \times 4,78 \leq I_n \leq 2 \times 4,78$$

$$7,17 \leq I_n \leq 9,56$$

Sunmodule[®]
SW 80 poly RNA

COMPORTAMIENTO BAJO CONDICIONES ESTÁNDAR DE PRUEBA (STC*)

		SW 80
Potencia en el punto de máx. potencia	P_{max}	80 Wp
Tensión en vacío	U_{oc}	21,9 V
Tensión a potencia máxima	U_{mpp}	17,9 V
Corriente de cortocircuito	I_{sc}	4,78 A
Corriente a potencia máxima	I_{mpp}	4,49 A

Figura II. Parámetros eléctricos del módulo SW 80 poly RNA en STC.

La tensión nominal de los fusibles de rama debe estar comprendida, por lo tanto, entre 7,17 A y 9,56 A. Fusibles Solartec™ de intensidad nominal 8 A y referencia 30F8PV (Ref.24) pueden ser adecuados, sin embargo, también es necesario comprobar que los fusibles sean capaces de soportar 1.1 veces la tensión de circuito abierto del generador fotovoltaico en STC (condiciones estándar de medida).

$$1,1 \times V_{GFV,oc,STC} = 1,1 \times N_s \times V_{mod,oc,STC} = 1,1 \times 3 \times 21,9 = 72,27V$$

Fusibles

dimensiones	Intensidad nominal(A)	Integrales Energia I2t (A2s)		Potencia disipada (W)		embalaje	referencia	precio/unidad
		Pre-Arco	Total a 1000V	$0.8I^t$	I^t			
	2	1.2	3.4	0.6	1.0	10	30F2PV	14,79
	3	9.5	26	1.0	1.3	10	30F4PV	14,79
	6	30	90	1.1	1.8	10	30F6PV	14,79
	8	3	32	1.2	2.1	10	30F8PV	14,79
	10	7	70	1.3	2.3	10	30F10PV	14,79
	12	12	120	1.5	2.7	10	30F12PV	14,79
	15	22	220	1.7	2.9	10	30F15PV	14,79
	20	34	240	2.1	3.5	10	30F20PV	14,79
	20	27	568	2.7	5	10	31F20PV	consultar
	25	65	943	2.7	5.1	10	31F25PV	consultar
	32	120	1740	3.3	6.2	10	31F32PV	consultar

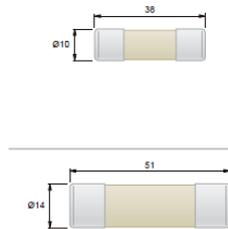


Figura III. Fusibles Solartec de Gave.

Puesto que los fusibles de esta gama son capaces de soportar hasta 1000 V_{dc}, los fusibles Solartec de Gave 30F8PV son adecuados para la protección frente a sobreintensidades de las ramas del generador fotovoltaico.

• Descargadores de tensión

Los sistemas fotovoltaicos autónomos, debido a sus características de ubicación, suelen estar expuestas en un grado de probabilidad significativamente mayor a los efectos provocados por la caída de rayos, ya que en la mayoría de los casos se ubican en zonas remotas con alta probabilidad de ocurrencia de este fenómeno.

El efecto principal del rayo sobre la instalación fotovoltaica aislada es que produce sobretensiones en todos los elementos conductivos y especialmente en los cables y en las cargas eléctricas.

Por ello, para una buena protección del generador es necesario instalar descargadores de tensión en la caja de conexión de las ramas (caja de conexión DC). Es necesario considerar la tensión a circuito abierto del generador a -10°C y el hecho de que el hotel dispone de protección externa (sistema de pararrayos) por lo que es obligatorio elegir descargadores de tensión con una corriente de descarga no inferior a 20 KA.

Según el Comité de protección contra rayos (Comité técnico 81 del IEC) solamente 50% de los rayos caídos tienen una corriente pico superior al 33 KA. Y la inmensa mayoría de los rayos (95%) solo alcanza una corriente de descarga de 7 KA, como se puede ver en la tabla I.

Valores de caídas de rayos				
Superior a la probabilidad máxima %	Pico de corriente I(KA)	Gradiente S (KA/μs)	Total duración T(s)	Número de descargas n
95	7	9,1	0,001	1
50	33	24	0,01	2
5	85	65	1,1	6

Tabla I. Valores de caídas de rayos facilitados por el Comité de protección contra rayos del IEC.

Cada rama del generador fotovoltaico está constituida por 3 módulos SW80 poly RNA de tensión a circuito abierto de 21,9 V. Por lo tanto la tensión a circuito abierto del generador a -10°C será:

$$V_{GFV,oc,-10^{\circ}C} = 1,14 \times N_s \times V_{mod,oc,STC} = 1,14 \times 3 \times 21,9 = 74,9V$$

Los diferentes tipos de equipos quedan clasificados por categorías en la ITC-23 del Reglamento de BT para soportar sobretensiones. La máxima protección es requerida por los equipos pertenecientes a la categoría I (equipos muy sensibles a las sobretensiones, como equipos electrónicos y ordenadores). En el hotel existen equipos de la categoría I y de la categoría II (electrodomésticos).

Descargador combinado tipo 1+2, fotovoltaico 600 V DC

Descargador combinado tipo 1+2 para instalaciones fotovoltaicas

- Conexión en estrella a prueba de fallos para utilizar según VDE 0100-712 (IEC 60364-7-712)
- Para la conexión equipotencial de protección contra sobretensiones según VDE 0100-443 (IEC 60364-4-44)
- Capacidad de descarga de hasta 12,5 kA (10/350) y 50 kA (8/20) por polo
- Bajo nivel de protección en DC: U_{oc} máx = 600 V D.C.
- Descargador enchufable con dispositivo seccionador dinámico e indicación visual de funcionamiento
- Descargador a base de varistores de óxido de cinc encapsulados y sin gaso para utilizar en armarios de distribución

Aplicación: instalaciones fotovoltaicas con sistema de protección contra descargas atmosféricas.

Tipo	U _{máx} DC V	Ejecución	Emb. Pieza	Peso kg/100 ud.	Código
V50-B+C 2-PH600	600	Bipolar para sistemas fotovoltaicos puestas a tierra	1	30,000	5093 62 8

Código: 5093628

Referencia: V50-B+C 2-PH600

¡Calcule su precio por cantidad! ~~PVP: 242,36 EUR~~ / DESCUENTO: 79.23 EUR

Nº de Embalajes	Ud. Totales [Pcs]	Precio Neto [EUR]	Importe [EUR]
1	1	163.13	163.13

Figura IV. Características y precio del descargador de tensión bipolar OBO Bettermann V50 B+C 2-PH600. Ref.45.

Se seleccionan los descargadores de tensión de OBO Bettermann V50 B+C 2-PH600. Dichos descargadores tienen una capacidad de descarga nominal de 30 KA con una forma de onda 8/20 μs, puede soportar una corriente máxima de descarga de 50 KA y una tensión máxima de funcionamiento de hasta 600 V.

4. CAJA DE CONEXIÓN CON EL INVERSOR

En la denominada caja de conexión con el inversor (ver figura I) se instalan los descargadores de tensión que protegen frente a sobretensiones, el interruptor magnetotérmico que protege frente a sobreintensidades y el interruptor seccionador en carga que permite separar el generador del inversor para realizar labores de mantenimiento o reparación.

- **Descargadores de tensión**

La tensión a circuito abierto a la entrada del inversor a -10°C sigue siendo la misma que a la salida del generador, es decir, 74,9 V. Por lo tanto se pueden seguir usando el mismo modelo de descargadores de tensión en la caja de conexión con el inversor que en la caja de conexión DC (Descargadores de tensión de OBO Bettermann V50 B+C 2-PH600)

$$V_{GFV,oc,-10^{\circ}\text{C}} = 1,14 \times N_s \times V_{\text{mod},oc,STC} = 1,14 \times 3 \times 21,9 = 74,9\text{V}$$

- **Interruptor magnetotérmico.**

El interruptor magnetotérmico debe cumplir la siguiente condición:

$$I_B \leq I_n \leq I_z \qquad I_2 \leq 1.45 \times I_z$$

Símbolo	Magnitud	Unidad
I_B	Corriente para la que se ha diseñado el circuito	A
I_n	Corriente nominal del interruptor	A
I_z	Corriente máxima admisible en el circuito	A
I_2	Corriente que asegura la actuación del dispositivo	A

I_B es la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico

$$I_B = I_{GFV,sc,STC} = N_p \times I_{\text{mod},sc,STC} = 7 \times 4,78 = 33,46\text{A}$$

I_z es la máxima corriente admisible en el conductor. Dicho conductor tiene una sección de 16 **mm²** que soporta hasta 125 A.



Sección	Tipo de instalación		
	Al aire 60 °C	Sobre superficie	Adyacente a superficies
mm ²	A	A	A
1,5	30	29	24
2,5	41	39	33
4	55	52	44
6	70	67	57
10	98	93	79
16	132	125	107
25	176	167	142
35	218	207	176

Tabla II. Intensidad máxima admisible en conductores para conexionado de paneles fotovoltaicos. Especificación AENOR EA 0038 (Ref.12)

$$I_z = 125A$$

$$33,56 \leq I_n \leq 125$$



Icu [kA]	Current rating [A]	Type designation	Product number	EAN number	Weight [kg]	Packaging unit
5	10	S802PV-S10	2CCP842001R1109	7612271210939	0.49	1
5	13	S802PV-S13	2CCP842001R1139	7612271210946	0.49	1
5	16	S802PV-S16	2CCP842001R1169	7612271210953	0.49	1
5	20	S802PV-S20	2CCP842001R1209	7612271210960	0.49	1
5	25	S802PV-S25	2CCP842001R1259	7612271210977	0.49	1
5	32	S802PV-S32	2CCP842001R1329	7612271210984	0.49	1
5	40	S802PV-S40	2CCP842001R1409	7612271210991	0.49	1
5	50	S802PV-S50	2CCP842001R1509	7612271211004	0.49	1
5	63	S802PV-S63	2CCP842001R1639	7612271211011	0.49	1
5	80	S802PV-S80	2CCP842001R1809	7612271211028	0.49	1
5	100	S802PV-S100	2CCP842001R1829	7612271214968	0.49	1
5	125	S802PV-S125	2CCP842001R1849	7612271214999	0.49	1

Figura V. Características del interruptor magnetotérmico S802PV-S63 de ABB

Para cumplir la condición arriba descrita se puede seleccionar un interruptor magnetotérmico S803PV-M63 de ABB para instalar en la caja de conexión con el inversor, que proporciona un aislamiento seguro de toda la parte de corriente continua de la instalación.

• **El interruptor seccionador en carga**

Es obligatorio para los trabajos de mantenimiento y reparación instalar un interruptor seccionador de corte en carga que haga posible la separación entre el inversor y el generador fotovoltaico, e irá instalado en la caja de conexión del inversor.

El interruptor seccionador debe soportar:

- La tensión del Generador FV para una $T_c = -10^\circ C$

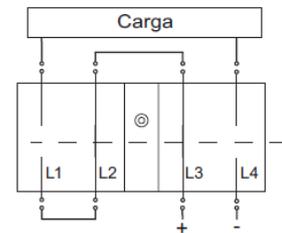
$$V_{GFV,oc,-10^\circ C} = 1,14 \times N_s \times V_{mod,oc,STC} = 1,14 \times 3 \times 21,9 = 74,9V$$

- 1.25 veces la intensidad de corto circuito en STC del Generador FV

$$1,25 \times I_{GFV,sc,STC} = 1,25 \times N_p \times I_{mod,sc,STC} = 1,25 \times 7 \times 4,78 = 41,82A$$

Datos técnicos conformes con IEC 60947-3

Tamaño	A	OESA200_
Tensión asignada de aislamiento	Grado contaminación 3	V 1000
Rigidez eléctrica	50 Hz 1 min.	kV 10
Tensión asignada soportada a impulso		kV 12
Corriente térmica en ambiente 40°C (DC-20) /máx. potencia disipada fusible ¹⁾	Al aire	AW 200/22
	En envolvente	AW 200/22
	En envolvente	AW 200/22
...con cable de sección mínima	Con puentes	A 280
	Cu	mm ² 95
Tensión asignada de empleo DC-20		V 1000
Corriente asignada de empleo / polos en serie, DC-21A	1000 V	A 200/4
Corriente asignada de empleo / polos en serie, DC-22A	1000 V	A 200/4
Corriente de corta duración admisible 1s.	valor r.m.s.	kA 8
Potencia disipada / polo	A la corriente asignada sin fusible	W 5
Durabilidad mecánica	Dividir por 2 para ciclos de maniobra	Oper 16.000



I _{th}	Corriente asignada de servicio DC-21A	Número de polos	Tipo	Código	Peso
[A]	[A]				[Kg]

Mando Frontal Centrado

200	200	4	OESA200R22SOL	1SCA022864R5210	8.2
250	250	4	OESA250R22SOL	1SCA022864R5560	8.2
400	400	4	OESA400R22SOL	1SCA022864R3600	9.4

Figura VI. Características del interruptor seccionador en carga OESA200R22SOL de ABB

Se puede seleccionar un interruptor seccionador en carga de ABB modelo OES200R22SOL cuyas características se han recogido en la figura VI.

Resumen de las medidas de protección		
Conexión a tierra	Generador flotante	
Caja de conexión DC	Fusibles de rama	Fabricante Gave. Modelo Solartec 30F8PV
	Descargadores de tensión	Fabricante OBO Bettermann Modelo V50 B+C 2-PH600
Caja de conexión con el inversor	Descargadores de tensión	Fabricante OBO Bettermann Modelo V50 B+C 2-PH600
	Interruptor magnetotérmico	Fabricante ABB Modelo S802PV-S63
	Interruptor seccionador en carga	Fabricante ABB Modelo OES200R22SOL

Tabla III. Resumen de las protecciones del sistema.

Anexo 5 - Sistema con grupo electrógeno

El objetivo principal de este anexo es dimensionar el grupo electrógeno adecuado a las necesidades energéticas del hotel y el cálculo de su huella de carbono, con la finalidad de realizar posteriormente una comparación entre los sistemas fotovoltaico y electrógeno.

1. INTRODUCCIÓN

Los generadores conocidos como grupos electrógenos emplean un combustible de origen fósil en su funcionamiento. El descubrimiento y utilización de estos combustibles propició una revolución en las tecnologías de producción aplicadas por el ser humano. Su utilización empezó en la Revolución Industrial y se ha incrementado sensiblemente hasta nuestros días.

El uso de los combustibles fósiles permitió un desarrollo productivo sin precedentes en su época. Sin embargo, también supuso el comienzo de una aciaga etapa para el medio ambiente, pues la reacción de combustión de estos recursos produce grandes emisiones de gases, como el dióxido de carbono, el metano y el óxido nítrico, que contribuyen a alimentar y potenciar el efecto invernadero y la contaminación, debido a su potencial de calentamiento global (PCG). Sus efectos contaminantes y nocivos para el medio ambiente no sólo están relacionados a su combustión sino también a su transporte, durante el cual se pueden producir vertidos de petróleo, o de subproductos de éste, generando verdaderas catástrofes ecológicas. La situación empeora si se considera la creciente demanda de energía, servicios y bienes fruto del rápido aumento de la población mundial y los hábitos de consumo.



Figura I. Revolución Industrial y combustibles fósiles.

2. COMPONENTES DE UN GRUPO ELECTRÓGENO

Los grupos electrógenos o generadores eléctricos de combustible son equipos que garantizan el suministro de energía eléctrica de una manera autónoma, bien durante periodos cortos de tiempo, para poder hacer frente a una suspensión temporal de suministro en la red de distribución eléctrica, o bien como única fuente de generación de energía en localizaciones aisladas de la red.

Un grupo electrógeno está constituido por los siguientes componentes:

El Motor.

Se trata de la fuente de energía que produce la transformación de la energía química del combustible en energía mecánica. El motor provoca el giro del

alternador para que este produzca la energía eléctrica. Los motores de estos generadores pueden ser de gasoil o gasolina. Los mas frecuentemente utilizados, por sus mejores prestaciones mecánicas y económicas para potencias altas, son los motores de gasoil (diesel).

La regulación del motor.

El regulador del motor es un dispositivo cuya misión es mantener constante la velocidad del motor con relación a los requisitos de la carga. Puesto que la velocidad del motor se relaciona directamente con la frecuencia de salida del alternador, cualquier modificación en la velocidad del motor influirá sobre la frecuencia de la potencia de salida.

El alternador.

Es el dispositivo que se encarga de transformar la energía mecánica producida por el motor en energía eléctrica necesaria para las cargas del sistema.

El sistema de refrigeración.

Este sistema resulta indispensable para el correcto funcionamiento del grupo electrógeno. La refrigeración del motor puede utilizar diferentes fluidos, como aire, aceite o agua. La refrigeración por aceite o agua hace uso de un radiador y un ventilador para enfriar el fluido refrigerante. La refrigeración por aire cuenta simplemente con un ventilador que fuerza una corriente de aire frío que recorre longitudinalmente al motor. El rendimiento de la refrigeración mejora al estar situada la entrada de aire en un punto bajo, que debe contar con una superficie 1,5 veces mayor que la salida de aire. Por otro lado, la presión de la habitación donde se instale el grupo electrógeno debe estar ligeramente por encima de la presión exterior para que no aumente ni el consumo de combustible ni la temperatura de escape, lo que aceleraría el deterioro del motor.

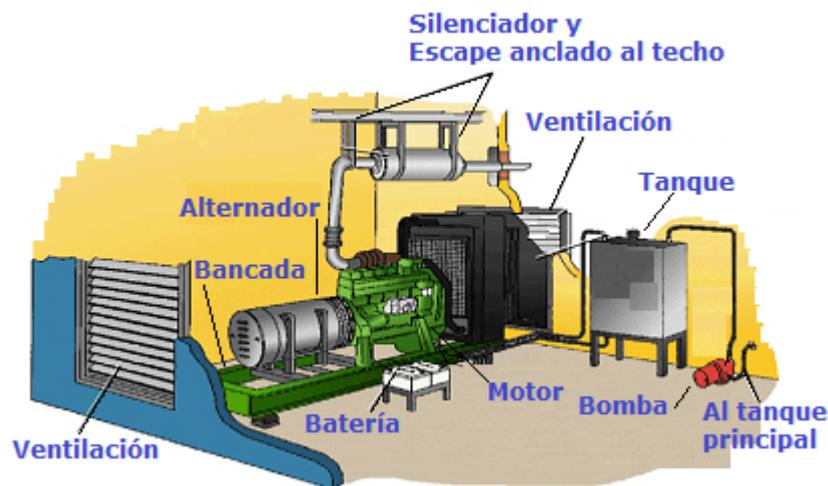


Figura II. Componentes del sistema grupo electrógeno.

Sistema eléctrico.

Este sistema está constituido por un motor eléctrico de arranque y una batería.

La bancada.

Tanto el alternador como el motor se montan sobre una resistente bancada de acero. también se puede construir una bancada de hormigón para limitar la transmisión de las vibraciones. Es aconsejable que la longitud de los lados de la bancada supere en, aproximadamente, 60 cm (30 cm en cada extremo) a los de la

base del grupo electrógeno. Con el fin de mejorar el aislamiento frente a las vibraciones se recomienda extender, antes de construir la bancada de hormigón, una capa de grava o arena con un espesor aproximado de 25 cm. Finalmente se debe envolver el perímetro de toda la base, incluyendo al capa de grava y la bancada con un material aislante, bien de fibra mineral o de algún material sintético.

Aislamiento de la vibración.

Este aislamiento está constituido por tacos antivibración que reducen las inevitables vibraciones que son transmitidas por el generador a la bancada y estructuras colindantes.

Silenciador.

Este se instala lo más cerca posible del motor para minimizar la transmisión de ruido a través del escape y para evitar la formación de depósitos de carbonilla. El silenciador debe amortiguar las molestas emisiones de ruido producidas por el flujo de los gases de escape. Se puede escoger, en general, entre tres niveles diferentes de atenuación:

- Solución estándar: 10 dB.
- Para las áreas residenciales: 25 dB.
- Para los requerimientos más exigentes: 35-40 dB.

El depósito de combustible.

Este se puede encontrar acoplado o no a la bancada. Su capacidad determina la autonomía del generador.

Sistema de control.

Sirve para proteger al sistema frente a posibles fallos de funcionamiento y controlar la producción de energía eléctrica, así como para gestionar las paradas y arranques del sistema y el estado de las alarmas.

Cuadro de protección.

Suele contar como mínimo con protección frente a sobrecargas, aunque también puede incorporar otras protecciones.

3. LA ALIMENTACIÓN DE COMBUSTIBLE

Aunque la mayoría de los grupos electrógenos utilizan como combustible el gasóleo, las instalaciones de pequeño tamaño suelen ser alimentadas con gasolina. Por otro lado, cuando se recurre al grupo electrógeno para exportar energía, se emplea gas como combustible.

Los grupos electrógenos cuentan con un tanque de combustible incorporado en la bancada del que se alimentan directamente. En términos generales, este tanque garantiza el funcionamiento del generador a plena carga durante 8 horas como mínimo. Como esta autonomía resulta insuficiente en la gran mayoría de los casos, es necesario equipar al sistema con un depósito separado de mayor volumen. Se consigue también de esta manera disminuir significativamente el número de operaciones de recarga de combustible. La capacidad de este tanque separado es función del número de horas de autonomía de funcionamiento necesarias y de la frecuencia de carga deseada.

La instalación de suministro de combustible debe cumplir la ITC MI-IP03 sobre "Instalaciones petrolíferas para uso propio" en lo referente a los materiales, forma del tanque, proceso de instalación y la localización del tanque (enterrado o en superficie, en el exterior o el interior de un edificio).

4. MANTENIMIENTO

Los grupos electrógenos dependen de un buen mantenimiento para garantizar su correcto funcionamiento. Existen diferentes tipos de mantenimiento:

- Mantenimiento preventivo

Comprobación de los principales componentes del sistema y reposición de los productos fungibles como el aceite de refrigeración.

- Mantenimiento correctivo

Consiste en la reparación del sistema ante algún fallo y/o la sustitución de algún componente defectuoso.

- Arranque periódico

Los grupos electrógenos deben ser arrancados una vez al mes como mínimo para comprobar su estado de funcionamiento. En casos necesarios se instalan sistemas de arranque a distancia.

5. DIMENSIONADO DEL GENERADOR ELÉCTRICO

Para elegir el grupo electrógeno adecuado partimos de las necesidades de potencia de las cargas del hotel, recogidas en la tabla I. El dimensionado del generador eléctrico de combustible es muy diferente del dimensionado del generador fotovoltaico, puesto que aquel no cuenta con el apoyo del sistema de baterías. En la tabla I se ha separado la potencia necesaria para iluminación y electrodomésticos sin motor y la potencia necesaria para los electrodomésticos que cuentan con motor, pues es necesario considerar la potencia de arranque. Los fabricantes de grupos electrógenos y generadores eléctricos recomiendan que se estime la potencia de arranque de un motor como el doble de su potencia nominal. Además es muy conveniente dejar un margen de potencia de un 20% aproximadamente tal para alargar la vida del generador. Aunque no es muy probable que se produzca el arranque simultáneo de todos los electrodomésticos con motor, esta sería la situación más desfavorable y la que marca la filosofía del dimensionado.

Con todas estas consideraciones tenemos las siguientes potencias:

- Potencia nominal del generador sin considerar el arranque de los motores = 2530 W
- Potencia de motores considerando el arranque = 4400 W
- Potencia del generador considerando el arranque de motores = 4730 W

Cargas del Sistema		Potencia nominal (W)	Potencia arranque (W)
Iluminación	Recepción	22	
	Salón	55	
	Comedor		
	Cocina	22	
	Aseo	11	
	Jardín	121	
	Escalera	11	
	Habitación 1	22	
	Habitación 2	22	
	Habitación 3	22	
Estudio	22		
Electrodomésticos	TV	245	
Potencia (W) iluminación y TV		330	
Electrodomésticos con motor	Lavadora	350	700
	Lavavajillas	800	1600
	Frigorífico	110	220
	Microondas	640	1280
	Ordenador	300	600
Potencia nominal del Sistema (W)		2530	
Potencia motores (W)			4400
Potencia total (W)			4730

Tabla I. Potencia necesaria en el hotel.

Se presentan las características técnicas de los cuatro generadores preseleccionados atendiendo a los requerimientos de potencia en las figuras III, IV, V y VI. En la tabla II se recoge la comparación de los generadores en cuanto a precio y datos técnicos.

GENERAGEY®



Generador Digital Inverter Tenerife 5500W

Arranque eléctrico

GENERADOR DIGITAL INVERTER	
MODELO	TENERIFE (Ref.: 2013035)
Alternador	Multipolar
Sistema Estabilizado	Modulación Inverter
Distorsión	3%
Potencia Máxima	5500W
Potencia Nominal	5000W
Cilindrada	389cc
Capacidad Aceite	1,1L (10W30 o 10W40)
Capacidad Gasolina	15L
Autonomía 50%-100%	7H-5H
Nivel Ruido	59dB
Máx. Garan. (CE-Lwa)	91 Lwa
Sistema de Arranque	Eléctrico
Batería	Incluida
Kit de Transporte	Si
Dimensiones	69cm x 51cm x 63cm
Peso	75 kg
Precio (IVA no incl.)	1498€

Figura III. Generador Digital Inverter Tenerife de Genergy. Ref.35

GENERGY®



Generador Ezcaray (Arranque eléctrico)

GENERADOR GASOLINA	
MODELO	EZCARAY (Ref.: 2013000)
Modelo Alternador	Genergy 5GA230
Distorsión (THD) - Regulación	5% - Electrónica
Voltaje - Frecuencia	230V - 50Hz
AC 230V Nominal - Máxima	5kVA - 5,5kVA
AC 400V Nominal - Máxima	-
Factor de Potencia	1.0 (cos)
Modelo Motor	Genergy SG130E
Tipo Motor	4 Tiempos, Refrigerado por Aire
Cilindrada	385cc
Potencia Máxima (3600 RPM)	13HP
Nivel Sonoro (7 m.)	72dB
Arranque	Eléctrico/Manual
Capacidad Depósito	25L
Autonomía 50% - 100% Carga	15h. - 10h.
Capacidad Aceite (Tipo)	1,1L
Kit de Transporte	Si
Dimensiones	78cm x 59cm x 60cm
Peso	101 kg
Precio (IVA no incl.)	895€

Figura IV. Generador Digital Inverter Ezcaray de Genergy. Ref.36

FICHA TÉCNICA

Motor	GX 390
Cilindrada	389 c.c.
Altura	54 cm
Anchura	55 cm
Arranque	Manual
Depósito de carburante	6.2 l
Longitud	80 cm
Peso (en seco)	75 Kg
Autonomía	2.3 h
Nivel sonoro (Directiva 2000/14/CEE)	97 Lwa
Regulación de voltaje	Por condensador
Salida constante monofásica	4.500 VA
Salida máxima monofásica	5.000 VA
Ruedas de transporte	Opcional (2 ruedas / 4 ruedas)



Figura V. Generador eléctrico Honda EC 5000. Ref.37

Altura	54,5 cm
Anchura	53 cm
Arranque	Manual/Eléctrico
Autonomía	7,7 h
Batería	Incluida
Cilindrada	389 c.c.
Corriente continua	12,0 / 8,0 V/A
Depósito de carburante	23.5 l
Longitud	68 cm
Motor	i-GX 390
Nivel sonoro (Directiva 2000/14/CEE)	94,2 Lwa
Peso (en seco)	96 Kg
Regulación de voltaje	i-AVR
Ruedas de transporte	Incluidas
Salida constante monofásica	5.000 VA
Salida máxima monofásica	5.500 VA



Figura VI. Generador eléctrico Honda EM 5500 CXS. Ref.38

Con objeto de calcular el consumo total de cada generador es necesario determinar las horas de funcionamiento a lo largo de la vida útil del sistema, que para poder realizar la comparación con el sistema fotovoltaico autónomo, será de 25 años. Considerando un promedio de 5 horas de funcionamiento a plena carga al día se alcanzan 45.625 horas.

$$\text{Horas_de_funcionamiento} = 25 \text{ años} \times 365 \text{ días} \times 5 \text{ horas} = 45625 \text{ horas}$$

Modelo	Marca	Potencia pico (W)	Precio (€)	Combustible	Consumo (litros/hora)
Tenerife	Genergy	5500	1498	gasolina	3
Ezcaray	Genergy	5500	895	gasolina	2,5
EC5000	Honda	5000	1762	gasolina	2,69
EM 5500 CXS	Honda	5500	1850	gasolina	3,05

Tabla II. Precio de diferentes sistemas con grupo electrógeno.

6. ESTIMACIÓN DEL COSTE DEL SISTEMA A LO LARGO DE SU VIDA ÚTIL

Para poder comparar el coste del sistema de generador de gasolina con el del sistema fotovoltaico autónomo es necesario actualizar el coste al presente. Los costes que van variando a lo largo de la vida útil del producto serán el precio de la gasolina y el coste de mantenimiento.

Actualización del precio de la gasolina.

Con objeto de actualizar el precio de la gasolina consumida a lo largo de los 25 años de vida del sistema hemos realizado un estudio de tendencia desde 1998 hasta 2014 del precio de este carburante (Tabla III). Nos hemos apoyado en los datos del precio medio en España de la gasolina sin plomo, una vez grabada con impuestos, facilitado en los informes anuales del Ministerio de Industria, Energía y Turismo (Ref.43). Estos precios medios se calculan a partir de los datos proporcionados por la Confederación Española de Empresarios de Estaciones de Servicio (CEEE), a la que están asociadas todas las gasolineras que operan en España. De este estudio se extrae la línea de tendencia (Figura VII) y la tasa de

crecimiento estimado del precio de la gasolina, que he hemos utilizado para actualizar el coste de combustible.

Año	Precio medio con impuestos (céntimos de €/litro)	línea de tendencia (céntimos de €/litro)
1998	67,02	63,48
1999	70,02	68,34
2000	81,78	73,20
2001	80,6	78,06
2002	81,1	82,92
2003	81,7	87,78
2004	87,4	92,64
2005	96,2	97,50
2006	103,3	102,36
2007	104,9	107,22
2008	112,3	112,08
2009	100,3	116,94
2010	116,3	121,80
2011	131,8	126,66
2012	142,5	131,52
2013	143,3	136,38

Tabla III. Precio medio en España de la gasolina sin plomo una vez grabada con impuestos, comparada con los precios estimados por la línea de tendencia.

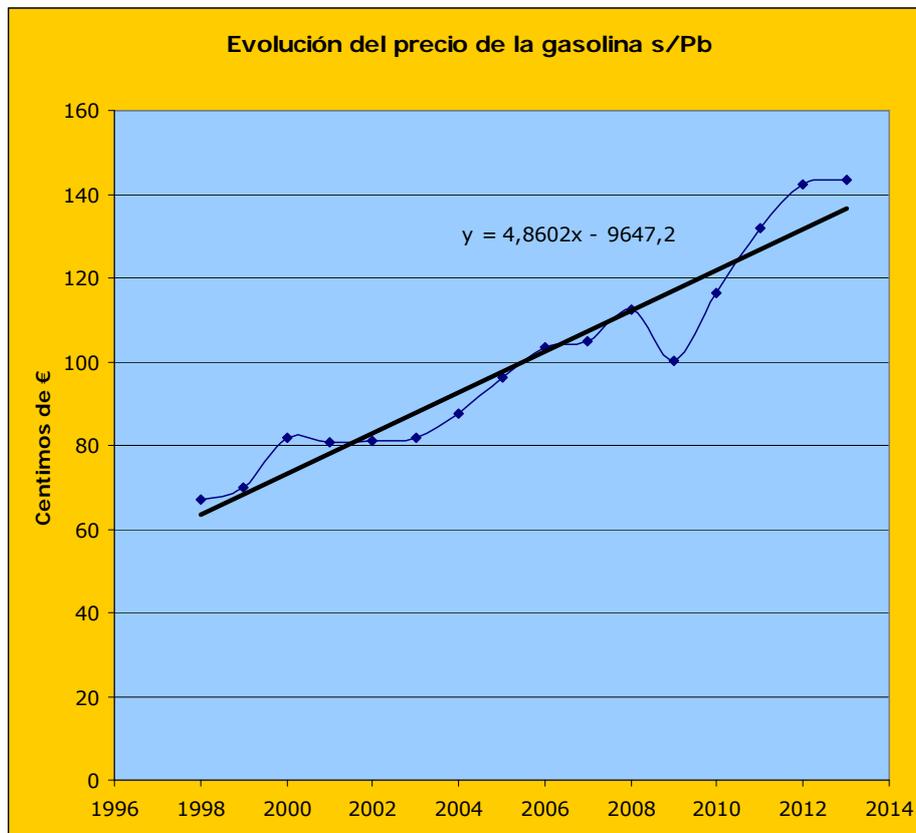


Figura VII. Evolución del precio de la gasolina sin plomo en España (azul) y línea de tendencia (negro).

Vida útil del producto	Precio estimado (céntimos de €/litro)	Precio estimado (€/litro)	Gasto anual en gasolina Tenerife (€)	Gasto anual en gasolina Ezcaray (€)	Gasto anual en gasolina EC5000 (€)	Gasto anual en gasolina EM5500CXS (€)
2014	141,24	1,412	7733,04	6444,20	6933,96	7861,93
2015	146,10	1,461	7999,14	6665,95	7172,56	8132,46
2016	150,96	1,510	8265,24	6887,70	7411,16	8402,99
2017	155,82	1,558	8531,33	7109,44	7649,76	8673,52
2018	160,68	1,607	8797,43	7331,19	7888,36	8944,05
2019	165,54	1,655	9063,52	7552,94	8126,96	9214,58
2020	170,40	1,704	9329,62	7774,68	8365,56	9485,11
2021	175,26	1,753	9595,71	7996,43	8604,16	9755,64
2022	180,12	1,801	9861,81	8218,18	8842,76	10026,17
2023	184,98	1,850	10127,91	8439,92	9081,36	10296,71
2024	189,84	1,898	10394,00	8661,67	9319,96	10567,24
2025	194,70	1,947	10660,10	8883,42	9558,56	10837,77
2026	199,57	1,996	10926,19	9105,16	9797,15	11108,30
2027	204,43	2,044	11192,29	9326,91	10035,75	11378,83
2028	209,29	2,093	11458,39	9548,66	10274,35	11649,36
2029	214,15	2,141	11724,48	9770,40	10512,95	11919,89
2030	219,01	2,190	11990,58	9992,15	10751,55	12190,42
2031	223,87	2,239	12256,67	10213,90	10990,15	12460,95
2032	228,73	2,287	12522,77	10435,64	11228,75	12731,48
2033	233,59	2,336	12788,87	10657,39	11467,35	13002,01
2034	238,45	2,384	13054,96	10879,14	11705,95	13272,55
2035	243,31	2,433	13321,06	11100,88	11944,55	13543,08
2036	248,17	2,482	13587,15	11322,63	12183,15	13813,61
2037	253,03	2,530	13853,25	11544,38	12421,75	14084,14
2038	257,89	2,579	14119,35	11766,12	12660,35	14354,67
2039	262,75	2,627	14385,44	11987,87	12898,95	14625,20
Gasto total en gasolina en 25 años			287540,31	239616,92	257827,81	292332,65

Tabla IV. Coste actualizado del combustible para el generador eléctrico durante 25 años.

En cuanto a los gastos de mantenimiento, se ha estimado un coste anual de 100 € por sustitución de bujías, escobillas y aceite de lubricación. Este gasto crecerá con el IPC, que resulta bastante difícil de predecir, como se puede apreciar en la tabla V, que recoge los valores del IPC de los últimos 19 años. Se han representado en la gráfica de la figura VIII, con una línea de tendencia polinomial de segundo grado. Ante esta dificultad se toma un valor promedio para el IPC en los próximos 25 años de 2,72 %.

Con estas consideraciones sobre la actualización del precio del combustible para el generador (gasolina) y los gastos de mantenimiento a lo largo de la vida útil del sistema se puede estimar el coste total, que se recoge en la tabla VI para los 4 generadores estudiados.

Año	IPC %
1995	4,2
1996	3,2
1997	2
1998	1,4
1999	2,9
2000	4
2001	2,7
2002	4
2003	2,6
2004	3,2
2005	3,7
2006	2,7
2007	4,2
2008	1,4
2009	0,8
2010	3
2011	2,4
2012	2,9
2013	0,3
Media	2,72

Tabla V. IPC promedio

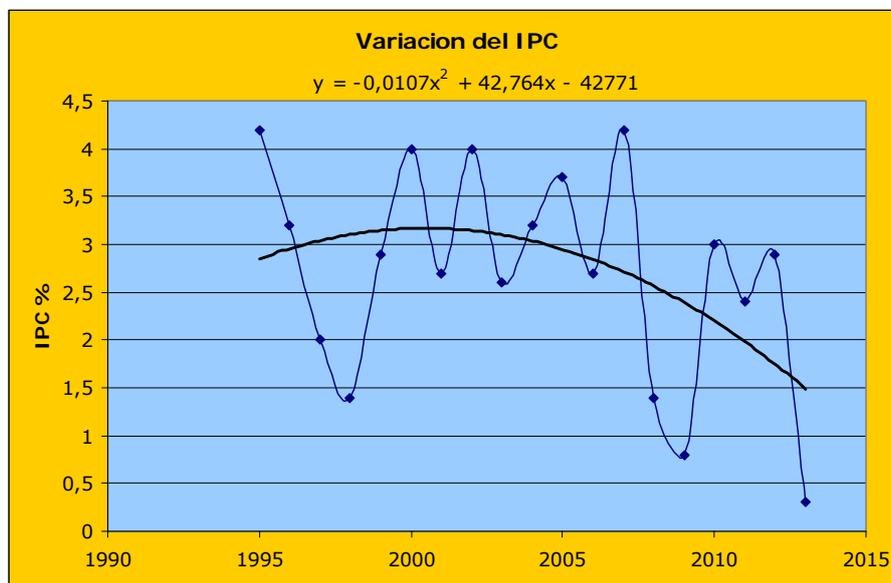


Figura VIII. Variación del IPC

Año	Gastos de mantenimiento (€)
2014	100,00
2015	102,72
2016	108,16
2017	116,32
2018	127,20
2019	140,80
2020	157,12
2021	176,16
2022	197,92
2023	222,40
2024	249,60
2025	279,52
2026	312,16
2027	347,52
2028	385,60
2029	426,40
2030	469,92
2031	516,16
2032	565,12
2033	616,80
2034	671,20
2035	728,32
2036	788,16
2037	850,72
2038	916,00
2039	984,00
Gasto total en mantenimiento en 25 años	10556,00

Tabla VI. Mantenimiento.

Modelo	Marca	Potencia pico (W)	Precio (€)	Combustible	Consumo (litros/hora)	Coste a 25 años (€)
Tenerife	Genergy	5500	1498	gasolina	3	299594,31
Ezcaray	Genergy	5500	895	gasolina	2,5	251067,92
EC5000	Honda	5000	1762	gasolina	2,69	270145,81
EM5500CXS	Honda	5500	1850	gasolina	3,05	304738,65

Tabla VII. Estimación del coste total del sistema en 25 años.

La tabla VII presenta la estimación del coste total del sistema durante los 25 años de su vida útil, incluyendo el precio del generador, el gasto en combustible y mantenimiento. El sistema del generador Ezcaray de Genergy, con un coste total de 251067,92 € a lo largo de 25 años, es el que presenta un coste menor, debido a su menor consumo y menor precio de generador.

7. ESTIMACIÓN DE LAS EMISIONES

Cuantificar las emisiones de GEI del sistema tiene como objetivo estimar su Huella de Carbono, que indica el impacto que tiene el sistema sobre el calentamiento global y el cambio climático. La huella de carbono mide que cantidad de Gases de Efecto Invernadero son emitidos a la atmosfera como consecuencia de las actividades humanas. 

Los Gases de Efecto Invernadero (GEI) son aquellos que tienen la capacidad de retener en la atmosfera el calor que proviene del sol. Así, los GEI emitidos a la atmosfera, tanto por las actividades humanas como de forma natural, son los responsables del efecto invernadero.

Actividades humanas que producen emisiones de GEI	
GEI	Actividades
Dióxido de Carbono (CO ₂)	Quema de combustibles fósiles, uso de agentes supresores de fuego, etc.
Metano (CH ₄)	Quema de combustibles fósiles, descomposición de materia orgánica.
Óxido Nitroso (N ₂ O)	Quema de combustibles fósiles, uso médico.
Perfluorocarbonos (PFC)	Subproductos del enriquecimiento del uranio y de la fabricación de aluminio.
Hexafluoruro de azufre (SF ₆)	Fabricación de sistemas de enfriamiento de cables y aislamiento de equipos de alto voltaje.
Hidrofluorocarbonos (HFC)	Refrigerantes. Fabricación de semiconductores.

Tabla VIII. Actividades humanas responsables de emisiones de GEI. Ref.41

Aunque el concepto de huella de carbono se puede aplicar a una organización, actividad o incluso a un evento, aquí nos referiremos a la huella generada por un producto a lo largo de su vida útil. Para hacer la comparación con el sistema fotovoltaico, el ciclo de vida será también de 25 años.

Existen diferentes metodologías para cuantificar las emisiones de GEI. La mas empleada es la norma ISO 14064 parte 1, que se desarrolló de acuerdo con el preexistente protocolo Greenhouse Gas Protocol (GHG Protocol). El GHG Protocol, desarrollado a través de una colaboración entre World Resources Institute y World Business Council for Sustainable Development, es uno de los protocolos más extendidos para cuantificar, entender y gestionar las emisiones de GEI a nivel internacional.

En el generador eléctrico de gasolina se produce una reacción de combustión, es decir, una rápida oxidación del combustible con emisión de energía térmica. Durante esta reacción se forman GEI, que de no ser capturados o controlados, acaban emitiéndose. La combustión de la gasolina en el generador produce los siguientes GEI:

- Dióxido de carbono
- Metano
- Oxido nitroso.

Para cuantificar la cantidad de GEI emitidos durante el ciclo de vida del sistema, se medirán en toneladas de CO₂ equivalente, que gracias al factor de emisión, incluye al resto de GEI. El equivalente de dióxido de carbono es la unidad que se utiliza para poder comparar el efecto de los diferentes GEI con el CO₂. En la tabla IX se ve la capacidad para retener calor en la atmosfera de los GEI producidos en la combustión. Esta capacidad para retener el calor es el Potencial de Calentamiento Global.

GEI producido en la combustión	Potencial de Calentamiento Global (PCG)
Dióxido de carbono	1
Metano	25
Óxido nitroso	298

Tabla IX. Potencial de Calentamiento Global. Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático (IPCC). Ref.41

El mecanismo para cuantificar las emisiones de CO₂ equivalente es:

$$E_g = D_a \times F_e$$

Símbolo	Magnitud	Unidad
E _g	emisión de GEI	Ton de CO ₂ equivalente
D _a	Dato de la actividad generadora de GEI	Litros
F _e	Factor de emisión	Ton CO ₂ e/litros

En el caso del generador eléctrico de gasolina la actividad que consideramos generadora es la combustión de un volumen expresado en litros de gasolina a lo largo de los 25 años de vida del sistema.

El factor de emisión relaciona la actividad con las emisiones de GEI y es característico para cada combustible fósil. Según el Carbon Trust (Ref.39) el factor de emisión para la gasolina es de 2,2144 Kg CO₂e/litro, actualizado en 2013.

Con estas consideraciones se han calculado las emisiones de los diferentes generadores propuestos y se recogen en la tabla X.

Modelo	Marca	Potencia pico (W)	Combustible	Consumo (litros/hora)	Emisiones de CO ₂ en 25 años (Ton CO ₂ e)
Tenerife	Genergy	5500	gasolina	3	303,10
Ezcaray	Genergy	5500	gasolina	2,5	252,58
EC5000	Honda	5000	gasolina	2,69	271,78
EM5500CXS	Honda	5500	gasolina	3,05	308,15

Tabla X. Emisiones de GEI durante el ciclo de vida del sistema.

Como conclusión, resaltar que, el generador Ezcaray de Genergy, que es el que tiene un menor consumo, es el que genera la menor cantidad de emisiones y resulta también el mas económico. Por estas razones resulta el más adecuado para establecer la comparación con el SFA.

Anexo 6: Hojas de características técnicas de los componentes principales del sistema

Sunmodule®
SW 80 poly RNA



COMPORTAMIENTO BAJO CONDICIONES ESTÁNDAR DE PRUEBA (STC*)

		SW 80
Potencia en el punto de máx. potencia	P_{max}	80 Wp
Tensión en vacío	U_{oc}	21,9 V
Tensión a potencia máxima	U_{mpp}	17,9 V
Corriente de cortocircuito	I_{cc}	4,78 A
Corriente a potencia máxima	I_{mpp}	4,49 A

*STC: 1000W/m², 25°C, AM 1.5

COMPORTAMIENTO A 800 W/m², NOCT, AM 1.5

		SW 80
Potencia en el punto de máx. potencia	P_{max}	58,0 Wp
Tensión en vacío	U_{oc}	19,7 V
Tensión a potencia máxima	U_{mpp}	16,1 V
Corriente de cortocircuito	I_{cc}	3,85 A
Corriente a potencia máxima	I_{mpp}	3,59 A

Ligera reducción de la eficiencia en el comportamiento con carga parcial a 25°C: A 200 W/m² se alcanza el 95 % (+/- 3 %) de la eficiencia bajo condiciones estándar de prueba (1000 W/m²).

MATERIALES EMPLEADOS

Células por módulo	36
Tipo de célula	policristalino
Medidas de la célula	94 mm x 156 mm
Parte anterior	vidrio reforzado (EN 12150)

PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS PARA LA INTEGRACIÓN ÓPTIMA EN EL SISTEMA

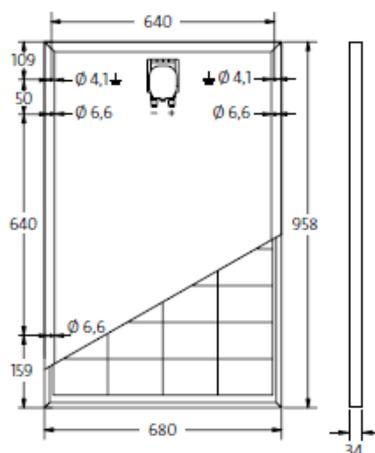
Tensión máxima del sistema clase II	1000 V
Carga máxima de corriente inversa	12 A
Cantidad de diodos de bypass	2

PARÁMETROS TÉRMICOS CARACTERÍSTICOS

NOCT	46 °C
TC I_{cc}	0,034 %/K
TC U_{oc}	-0,34 %/K
TC P_{mpp}	-0,48 %/K

OTROS DATOS

Tolerancia	-5, / +10 %
Caja de conexión	IP65
Máx. diámetro externo del cable	6,9 mm
Máx. sección del cable	4 mm ²



• Qualified, IEC 61215
• Safety tested, IEC 61730
• Periodic Inspection



Figura I. Ficha de características técnicas del módulo SW 80 poly RNA SolarWorld.

Número de Modelo 48V inversor de onda senoidal pura	1500W inversor de onda senoidal pura
Potencia Nominal a 20°C I	1500W
Tensión Nominal de Entrada inversor de onda senoidal pura	48 Vdc
Rango Tensión de Entrada (Vdc)	40-69
Desconexión Automática Baja Tensión	43.8-46.4
Potencia Pico de Arranque Inversor	+300%
Intensidad Máx Pico Arranque en DC	150A
Forma de Onda del Inversor de Onda Senoidal Pura	Onda Senoidal Pura
Tensión Nominal de Salida inversor de onda senoidal pura	230 Vac o 110 Vac
Rango Tensión de Salida Inversor Onda	+/-7%
Frecuencia Nominal de Salida Inversor	50HZ o 60Hz
Rango Frecuencia de Salida Inversor	+/- 0.1 Hz
Distorsión Armónica Media Inversor	<4%
Rendimiento Máximo del inversor de onda senoidal pura	93%
Potencia en Régimen Constante inversor de onda senoidal pura	900 VA
Opción de Tensión de Salida 110V 60Hz	-
Sensibilidad para Arranque Automático	9W
Consumo Aprox en vacío del inversor de onda senoidal pura	0.25 A
Consumo Medio en Automático inversor de onda senoidal pura	38 mA
Sistema de Aislamiento Inversor	Transformador toroidal según norma VDE-0550

Inversor Tauro de Atersa 1500 W 48 V



Características Físicas inversor de onda senoidal pura	inversor de onda senoidal pura
Sistema de Refrigeración inversor de onda senoidal pura	Natural
Rango de Temperatura de Trabajo	-5...+40°C
Humedad Relativa Máxima	<95%
Dimensiones del inversor de onda senoidal pura	425x250x195
Peso inversor de onda senoidal pura	17 Kg
Índice de Protección del inversor de onda senoidal pura	IP20
Material Envolvente	Metálica de chapa de aluminio pintado con Epoxi
Tornillería Inversor Onda Senoidal	Acero Inoxidable

Controladores serie C

xantrex

Controladores de carga, derivación o recarga

Especificaciones eléctricas	
Modelos	C40
Configuraciones de voltaje	12, 24, y 48 VCC
Tensión máx. del conjunto en circuito abierto FV	125 VCC
Carga / Corriente de carga (a 25 °C)	40 amperios CC
Corriente pico máx.	85 amperios
Caída de tensión máx. a través del controlador	0,30 voltios
Consumo normal en funcionamiento	15 ma
Consumo normal en estado inactivo	3 ma
Tamaño de breaker recomendado	50 amperios
Tamaño del cableado recomendado	#8 AWG
Instalaciones con baterías de plomo-ácido	Ajustable
Instalaciones con baterías de NiCad	Ajustable
Modo de control de carga	Reconexión de baja tensión - Ajustable (pegatina proporcionada junto con la unidad) en todos los modelos Desconexión de baja tensión - Reconexión automática o manual seleccionable por el usuario - incluye indicador de advertencia antes de la desconexión y proporciona un periodo de gracia para una vez seleccionable por el usuario) en todos los modelos



Figura I. Ficha de características técnicas del inversor Tauro de 1500W de Atersa y del regulador de carga Xantrex C40.

Rolls

DEEP CYCLE
SERIES: 4000
MODEL: S-600

BATTERY ENGINEERING

WWW.ROLLSBATTERY.COM MADE IN CANADA

BATTERY TYPE: 6 VOLTS

DIMENSIONS:

LENGTH	318 MM	12 1/2 INCHES
WIDTH	181 MM	7 1/8 INCHES
HEIGHT	425 MM	16 3/4 INCHES

WEIGHTS:

WEIGHT DRY	44 KG	97 LBS.
WEIGHT WET	55 KG	122 LBS.

CONTAINER CONSTRUCTION:

CONTAINER:	HIGH DENSITY POLYPROPYLENE	TERMINALS:	FLAG TERMINAL
COVER:	HIGH DENSITY POLYPROPYLENE	HANDLES:	ROPE

PLATES:

POSITIVE PLATE DIMENSION:

HEIGHT	273 MM	10.750 INCHES
WIDTH	143 MM	5.625 INCHES
THICKNESS	4.32 MM	0.170 INCHES

CELLS: 3

PLATES/CELL: 19

NEGATIVE PLATE DIMENSION:

HEIGHT	273 MM	10.750 INCHES
WIDTH	143 MM	5.625 INCHES
THICKNESS	3.05 MM	0.120 INCHES

SEPARATOR:

THICKNESS	2 MM	0.061 INCHES
------------------	------	--------------

INSULATION:

GLASS MAT	1 MM	0.020 INCHES
------------------	------	--------------

CAPACITY:

CRANK AMPS:

COLD (CCA)	0°F / -17.8°C	1370
MARINE (MCA)	32°F / 0°C	1713

ELECTROLYTE RESERVE:

ABOVE PLATES	57 MM	2.25 INCHES
---------------------	-------	-------------

RESERVE CAPACITY:

RC @ 25A	979 MINUTES
-----------------	-------------

20 HR RATE: 450

	HOURLY RATE	SPECIFIC GRAVITY	CAP / AH	CURRENT / AMPS
CAPACITY @	100 HOUR RATE	1.280 SP. GR.	599	5.99
CAPACITY @	72 HOUR RATE	1.280 SP. GR.	567	7.88
CAPACITY @	50 HOUR RATE	1.280 SP. GR.	536	10.71
CAPACITY @	24 HOUR RATE	1.280 SP. GR.	464	19.3
CAPACITY @	20 HOUR RATE	1.280 SP. GR.	450	22.5
CAPACITY @	15 HOUR RATE	1.280 SP. GR.	423	28.2
CAPACITY @	12 HOUR RATE	1.280 SP. GR.	401	33.4
CAPACITY @	10 HOUR RATE	1.280 SP. GR.	383	38.3
CAPACITY @	8 HOUR RATE	1.280 SP. GR.	360	45.0
CAPACITY @	6 HOUR RATE	1.280 SP. GR.	333	55.5
CAPACITY @	5 HOUR RATE	1.280 SP. GR.	315	63
CAPACITY @	4 HOUR RATE	1.280 SP. GR.	293	73
CAPACITY @	3 HOUR RATE	1.280 SP. GR.	266	89
CAPACITY @	2 HOUR RATE	1.280 SP. GR.	230	115
CAPACITY @	1 HOUR RATE	1.280 SP. GR.	162	162

Surrette
BATTERY COMPANY LIMITED

1 STATION RD SPRINGHILL, NOVA SCOTIA CANADA B0M 1X0 1.800.681.9914

REV2
Apr-10
S-600

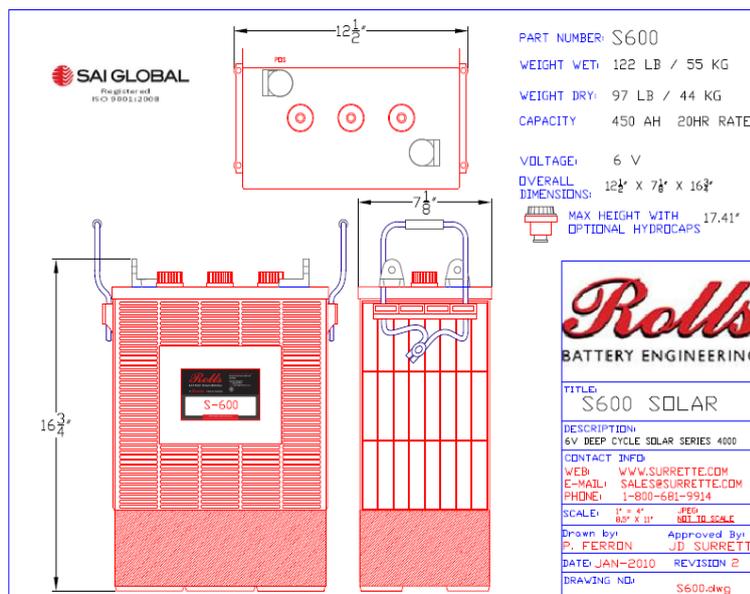


Figura I. Ficha de características técnicas de la batería Rolls S600.

Documento 4 - PRESUPUESTO

1. PRESUPUESTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

Descripción	Medida	Unidad	Precio unitario	Total
Módulo SW 80 poly RNA de SolarWorld	21	ud.	110	2310,00
Batería Rolls S600	1	ud.	3229,5	3229,50
Regulador de Carga Xantrex C40	1	ud.	153,81	153,81
Inversor Tauro Atersa 1500 48	1	ud.	2214	2214,00
Estructura de fijación de los módulos	14	m ²	30	420,00
Cable bipolar de 4 mm ²	10	metros	1,2	12,00
Cable bipolar de 16 mm ²	5	metros	3	15,00
Cable tetrapolar 4 mm ²	10	metros	4	40,00
Fusible	14	ud.	15	210,00
Interruptor magnetotérmico	1	ud.	60	60,00
Interruptor de corte en carga	1	ud.	191	191,00
Descargador de tensión	2	ud.	163,13	326,26
Total equipos				9181,57
Mano de obra	20%	Coste de equipos		1836,31
Total de ejecución material				11017,88
Gastos generales	13%	Ejecución material		1432,32
Beneficio industrial	6%	Ejecución material		661,07
Total de Ejecución por Contrata				13111,28
IVA	21%	Ejecución por Contrata		2753,37
Presupuesto Total				15864,65

Documento 5 - Evaluación financiera y económica

1. Introducción	116
2. Análisis económico	117
3. Coste de la financiación	118
4. Análisis financiero	119

1. INTRODUCCIÓN

Como base para realizar esta evaluación se ha considerado como ingreso aquellas cantidades que los propietarios del hotel no gastarán en la compra, instalación, mantenimiento y coste de combustible del generador eléctrico de gasolina dimensionado y estudiado en el anexo "Sistema con generador eléctrico de gasolina".

En el citado anexo se selecciona el generador Ezcaray de Genergy de entre los cuatro generadores estudiados, por suponer el menor coste, tanto económico como ecológico. El coste total a lo largo de su vida útil de 25 años alcanza los 251.067,92 €, incluyendo el coste del generador, su mantenimiento y el gasto en gasolina. En el anexo "Sistema con generador eléctrico de gasolina" se lleva a cabo un estudio del aumento del precio de la gasolina desde 1998 a 2013, y de esta manera se estima la tasa de variación interanual del precio de dicho combustible en un 3,86%.

Datos generales	
Coste total de la inversión (€)	15.865,00 €
Recursos propios para la financiación del proyecto (% de la inversión inicial)	15,00%
Recursos ajenos para la financiación del proyecto (% de la inversión)	85,00%
Ahorro anual en gasolina	6.444,2 €
Ahorro anual en mantenimiento del generador de gasolina	100,0 €
Vida útil del proyecto en años	25
Datos de explotación	
Tasa de variación interanual precio de la gasolina (%)	3,86%
Gastos Operación y mantenimiento (% de la inversión inicial)	0,40%
Tasa de variación interanual de los gastos/costes: Operación y Mantenimiento.	2,72%
Gastos Operación y mantenimiento anuales	63,46 €
Financiación	
Préstamo	
Importe inicial de la deuda	13.485,25 €
Amortización en años	10
Tasa de interés	5,00%
Cuota amortización	1.348,53 €
Capital propio	
Importe	2.379,75 €

Tabla I. Datos para el análisis financiero y económico.



Como se aprecia en la tabla I, los propietarios del pequeño hotel en el Parque Natural Montes de Málaga aportan un capital propio a la inversión que supone un 15% de esta. El resto se cubre con capital ajeno procedente de un préstamo bancario con una tasa de intereses del 5%. El total de la inversión alcanza el coste presupuestado para el Sistema Fotovoltaico Autónomo que es de 15.865 €. Considerando que el SFA necesita de un bajo mantenimiento se ha estimado en un 0.4% anual de la inversión inicial. Dichos gastos variarán anualmente según el valor del IPC, que se ha estimado en el anexo "Sistema con generador eléctrico de gasolina", estudiando el IPC de los últimos 19 años en un 2,72%.

2. ANÁLISIS ECONÓMICO

En un primer paso para el análisis se han calculado los cash-flow de explotación, considerando como ingreso todos los gastos ahorrados por no implementar el sistema del generador eléctrico de gasolina, y como gastos los derivados del mantenimiento del sistema fotovoltaico autónomo.

Cash-Flow de Explotación												
Periodo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Ingresos explotación	6444	6693	6951	7220	7498	7788	8088	8401	8725	9062	9411	9775
-Gastos Explotación	63	65	67	69	71	73	75	77	79	81	83	85
Cash-Flow Explotación	6381	6628	6884	7151	7428	7715	8014	8324	8646	8981	9328	9689

Cash-Flow de Explotación													
Periodo	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Ingresos explotación	10152	10544	10951	11373	11813	12268	12742	13234	13745	14275	14826	15399	15993
-Gastos Explotación	88	90	92	95	97	100	103	106	109	111	115	118	121
Cash-Flow Explotación	10064	10454	10858	11279	11715	12168	12639	13128	13636	14164	14712	15281	15872

Tabla II. Cash flow de explotación a lo largo de la vida útil de sistema.

En un segundo paso se ha calculado la Tasa Interna de Rentabilidad (TIR), el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Rentabilidad neta (TIR_{neta}) y el Discount Pay Back Time (DPBT) del proyecto, recogidos en la tabla III.

Tasa Interna de Retorno (TIR)	44,08%
Valor Actual Neto (VAN)	191.849,89 €
Tasa Interna de Retorno neta (TIR_{neta})	42,49%
Discount Pay Back Time (DPBT)	2 años

Tabla III. Dimensión económica del proyecto.

Si tenemos en cuenta que en este proyecto la Tasa Interna de Rentabilidad (44,08%) es mucho mayor que el coste del pasivo (1,59%) y su Valor Actual Neto es mayor que cero, se puede afirmar que el proyecto es factible desde el punto de vista económico.

Con el objeto de calcular el periodo en años necesario para que el valor actualizado de los flujos de caja llegue a igualar el valor del capital invertido, se ha representado gráficamente la evolución del VAN a lo largo de los 25 años de la vida útil del proyecto. Como se aprecia en la figura I el VAN se anula al concluir el segundo año. Es decir, su Discount Pay Back Time es de 2 años.



Figura I. Evolución del Valor Actual Neto a lo largo de la vida del proyecto.

3. COSTE DE LA FINANCIACIÓN

En este proyecto el capital está constituido por Capital Ajeno (préstamo bancario) en su 85% con un interés del 5% y Capital Propio en un 15% (capital aportado por los propietarios del hotel). Al calcular el coste medio ponderado del capital (CMPC) aplicando el criterio de la TIR a la dimensión financiera del pasivo obtenemos un valor CMPC de 1,59%, que es inferior a la TIR del proyecto.

En la tabla IV se recoge el cálculo del Coste Medio Ponderado del Capital. Puesto que se trata únicamente del coste del capital ajeno, pues el capital propio es aportado por los propietarios del hotel y no está sujeto a dividendos, se ha representado en la tabla IV solo hasta el año 10, ya que es el periodo de tiempo para saldar el pago del préstamo (capital ajeno).

Préstamo										
Periodo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Saldo Inicial (1/1)	13485	12137	10788	9440	8091	6743	5394	4046	2697	1349
Intereses	674	607	539	472	405	337	270	202	135	67
Amortización Financiera	1349	1349	1349	1349	1349	1349	1349	1349	1349	1349
Saldo Final (31/12)	12137	10788	9440	8091	6743	5394	4046	2697	1349	0

Capital Propio										
Periodo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Importe	2380	2380	2380	2380	2380	2380	2380	2380	2380	2380
Dimensión financiera de la financiación (pasivo)										
Inversión	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
-15.865,0	2023	1955	1888	1821	1753	1686	1618	1551	1483	1416
Coste del capital (pasivo)	1,59%									

Tabla IV. Coste del capital pasivo.

4. ANÁLISIS FINANCIERO

Con objeto de realizar el análisis financiero es necesario restar a la dimensión financiera de la inversión la dimensión financiera de la financiación, como se precia en la tabla V. Se advierte como la tesorería acumulada es siempre positiva a lo largo de toda la vida del proyecto. Esto indica que el proyecto consistente en instalar **in** SFA en el pequeño hotel del Parque Natural Montes de Málaga en vez de un sistema con generador eléctrico de gasolina resulta factible desde el punto de vista de la financiación.

Tesorería												
Periodo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Cash-flow explotación	6381	6628	6884	7151	7428	7715	8014	8324	8646	8981	9328	9689
-Intereses	674	607	539	472	405	337	270	202	135	67	0	0
-Dividendos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-Amortización Financiera del capital ajeno	1349	1349	1349	1349	1349	1349	1349	1349	1349	1349	0	0
Tesorería Neta	4358	4672	4996	5330	5675	6029	6396	6773	7163	7565	9328	9689
Tesorería Acumulada	4358	9030	14027	19357	25032	31061	37457	44230	51393	58957	68286	77975

Tabla V. Análisis financiero.

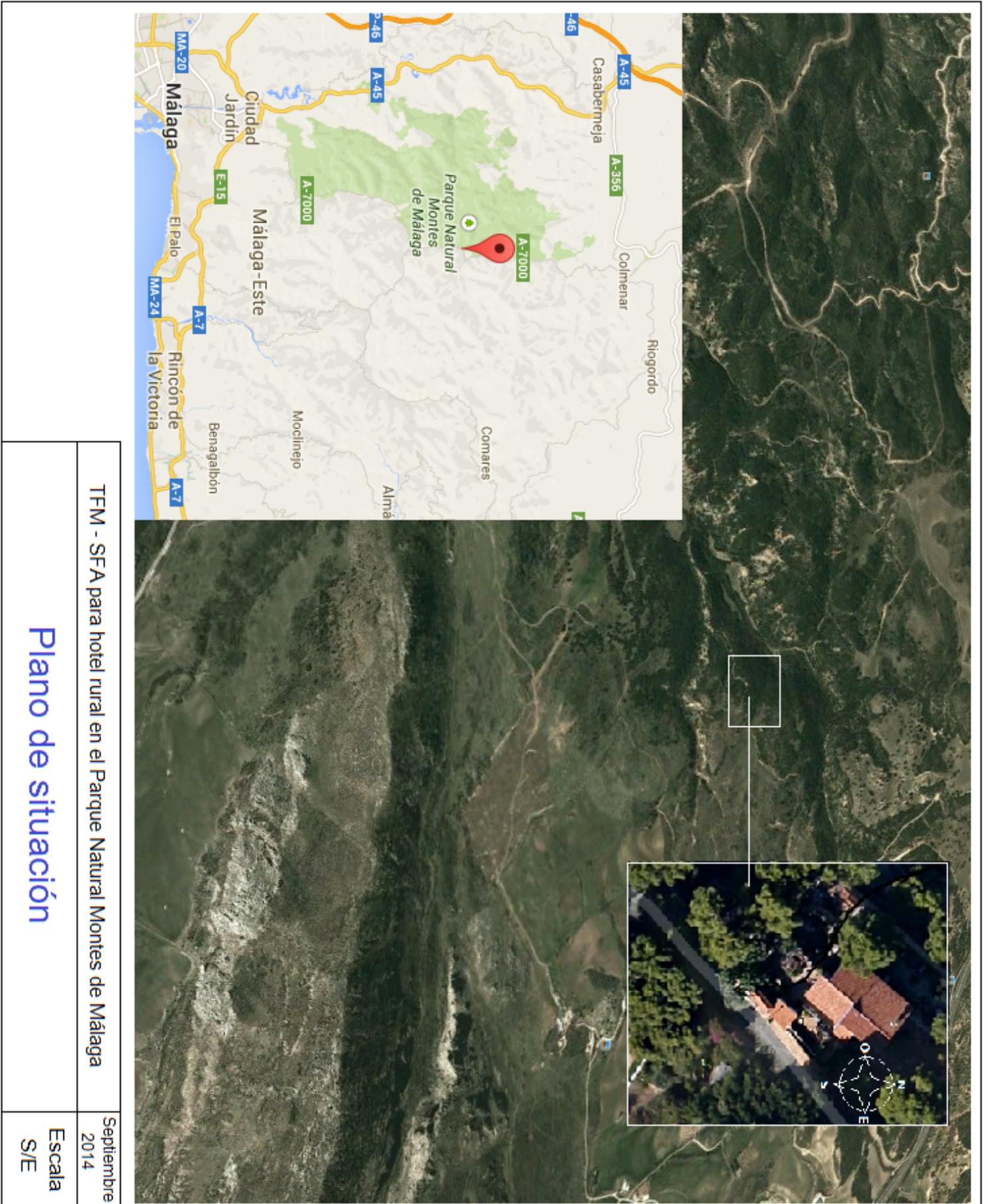
Tesorería													
Periodo	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Cash-flow explotación	10064	10454	10858	11279	11715	12168	12639	13128	13636	14164	14712	15281	15872
- Intereses	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Dividendos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Amortiz Financiera ca	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tesorería Neta	10064	10454	10858	11279	11715	12168	12639	13128	13636	14164	14712	15281	15872
Tesorería Acumulada	88040	98493	109352	120630	132345	144514	157153	170281	183917	198081	212793	228074	243946

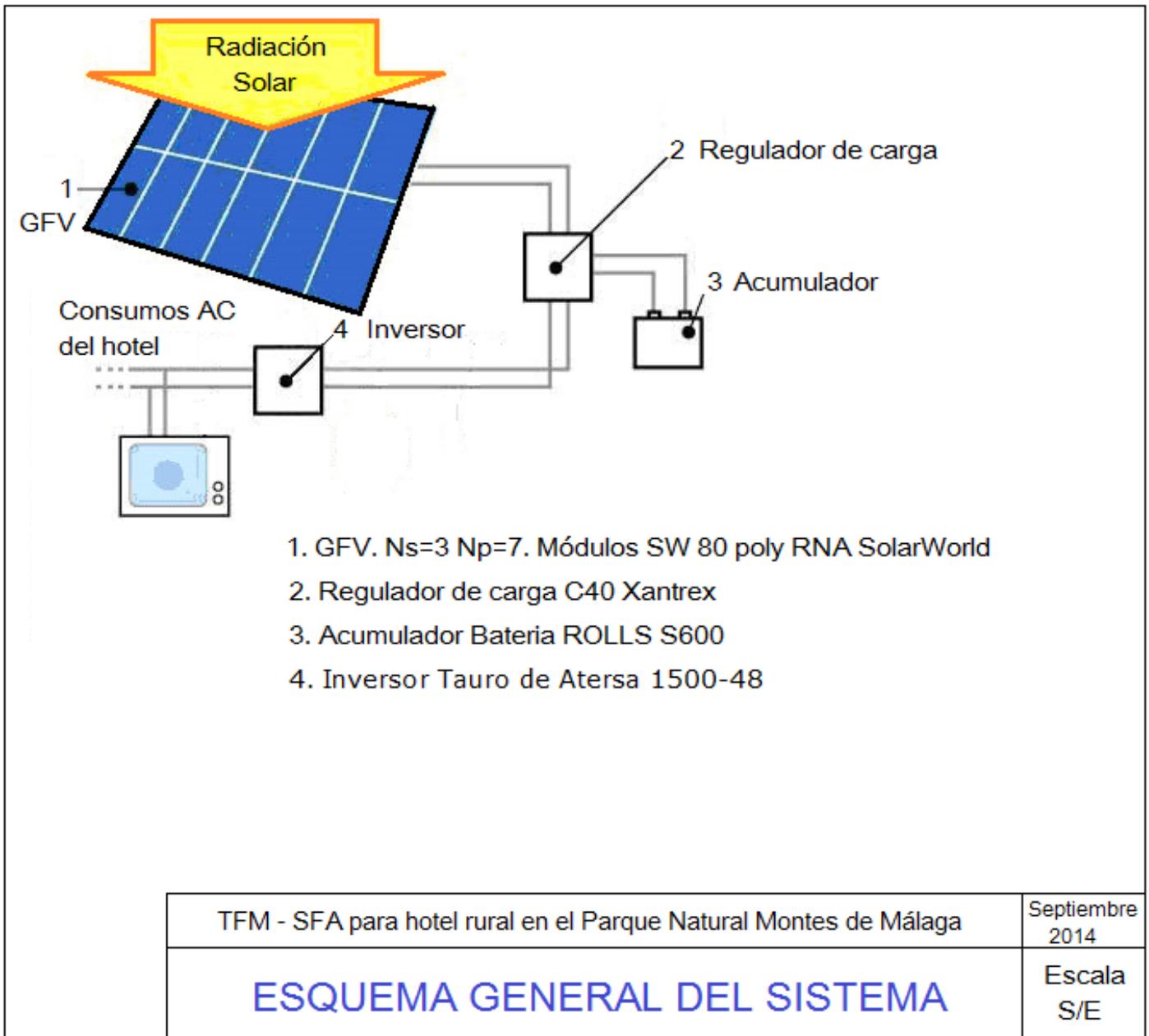
Tabla V. Análisis financiero.

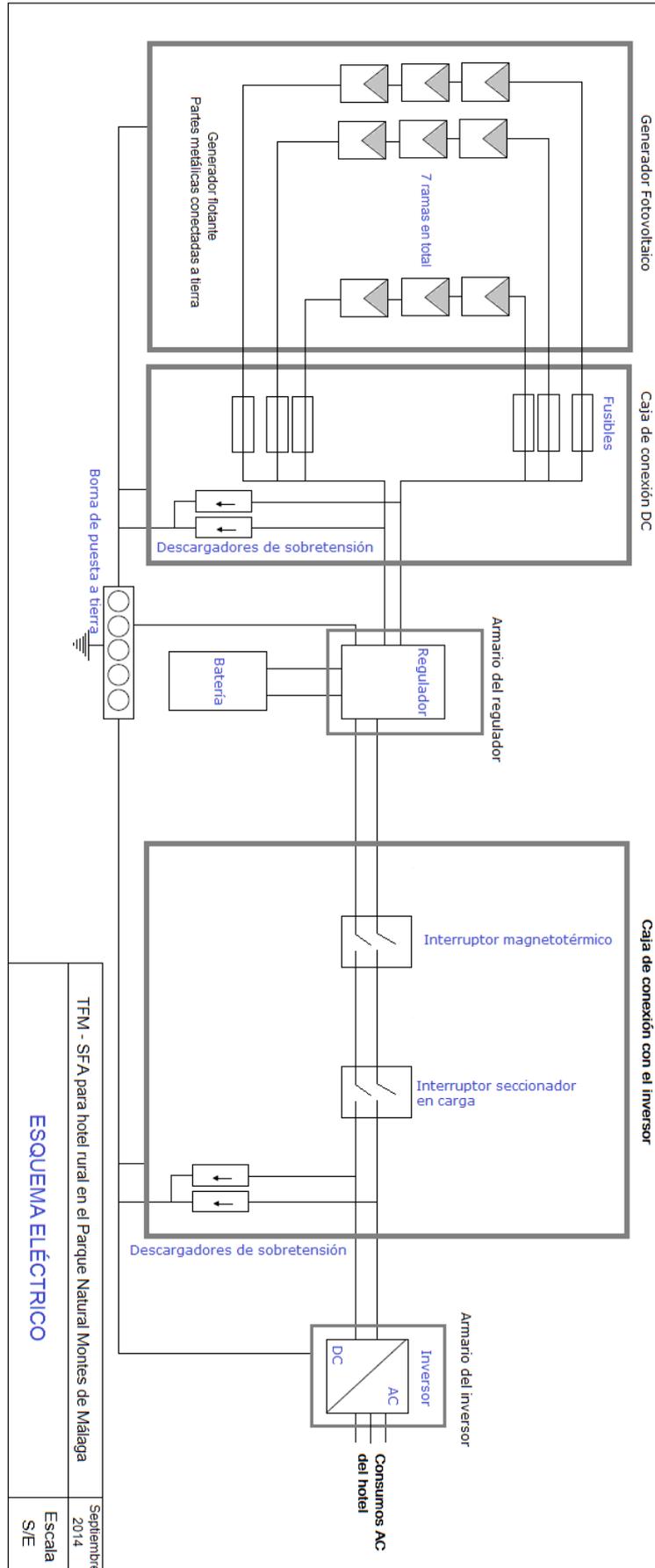
Como conclusión, se constata en esta evaluación que desde el punto de vista económico y financiero es mucho mas interesante seleccionar el Sistema Fotovoltaico Autónomo en vez del Sistema con Generador Eléctrico de gasolina para el pequeño hotel en el Parque Natural Montes de Málaga. Aunque el desembolso inicial es mucho mayor en el caso del SFA, si se considera la vida útil del sistema de 25 años, el gasto en combustible y mantenimiento elevan el coste total del Sistema con Generador Eléctrico de gasolina muy por encima del SFA.

Documento 6 - PLANOS

5. Plano de situación	122
6. Esquema general de la instalación	123
7. Esquema eléctrico	124







Documento 7 - ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

Estimación de las emisiones de gases de efecto invernadero y contaminantes del SFA	126
1. Introducción	126
2. Estimación de las emisiones producidas	128
3. Estimación de las emisiones evitadas	132
4. Energy Pay Back Time del proyecto y reducción de las emisiones	133

1. INTRODUCCIÓN

El principal objetivo de este estudio es poner en valor la dimensión ecológica de los sistemas fotovoltaicos autónomos. Para ello se estimarán las emisiones de gases de efecto invernadero producidas y evitadas por el sistema, con el objeto de poder calcular la reducción en emisiones que el SFA genera y el EPBT (Energy Pay Back Time) del proyecto, es decir, el periodo de tiempo en años que será necesario para que se compensen las emisiones generadas con la evitadas por el SFA.

La energía solar fotovoltaica es limpia, respetuosa con el medio ambiente, inagotable y autóctona, al igual que el resto de energías renovables. Además contribuye a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, en especial de dióxido de carbono (CO_2), protegiendo nuestro planeta del innegable cambio climático y facilitando el cumplimiento de los compromisos adquiridos por el Protocolo de Kioto.

Una de las principales motivaciones a nivel mundial, si no incluimos los criterios económicos en la ecuación, tanto en el ámbito privado como público, para la implantación de instalaciones fotovoltaicas, es el valor ecológico añadido a tales instalaciones. La totalidad de la energía generada por un sistema fotovoltaico supone un ahorro de energía producida por otros sistemas mucho más contaminantes en la gran mayoría de los casos. Esto implica, indudablemente, una reducción en las emisiones de gases con efecto invernadero.

Hoy en día el sector energético se revela como la clave para alcanzar los objetivos enmarcados en el Protocolo de Kyoto, que reflejan la cada vez mayor preocupación por las consecuencias económicas, sociales y ambientales del cambio climático. Dentro de este sector, las energías renovables constituyen el instrumento principal para cumplir con tales compromisos.

El dióxido de carbono supone más de tres cuartas partes del total de los gases de efecto invernadero (ver figura I), que según el protocolo de Kyoto están constituidos por seis gases diferentes:

- Dióxido de carbono (CO_2)
- Vapor de agua
- Metano (CH_4)
- Óxidos de nitrógeno (NO_x)
- Ozono (O_3)
- Clorofluorocarbonos (CFC)

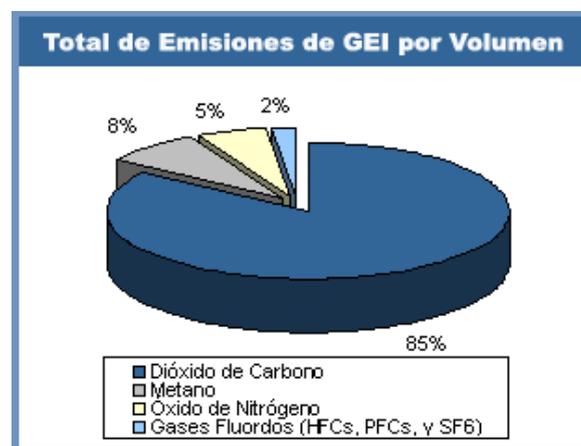


Figura I. Emisiones de Gases de Efecto invernadero por volumen. Ref.30

Gases de Efecto Invernadero afectados por actividades humanas						
Descripción	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CFC-11	HFC-23	CF ₄
Concentración pre industrial	280 ppm	700 ppb	270 ppb	0	0	40 ppt
Concentración en 1998	365 ppm	1.745 ppb	314 ppb	268 ppt	14 ppt	80 ppt
Permanencia en la atmósfera	de 5 a 200 años	12 años	114 años	45 años	260 años	<50.000 años

Tabla I. GEI afectados por actividades humanas. Ref.31

En la tabla I se aprecia el efecto de la actividad humana en el aumento de la concentración de algunos de los gases de efecto invernadero.

Si se tiene en cuenta que el 90% del dióxido de carbono proviene del sector energético, nos damos cuenta de la gran importancia de las energías renovables en la protección de nuestro medio ambiente en la actualidad.

Para un gran número de problemas medioambientales existen tratamientos de final de proceso relativamente rápido. También se pueden combatir algunos de estos problemas con cambios tecnológicos. Sin embargo, en lo referente al dióxido de carbono, cuyas emisiones son inherentes al uso de los combustibles fósiles, no existe ninguna tecnología en la actualidad capaz de absorberlas. Solo es posible por ahora limitar las emisiones de CO₂ mediante el cambio de los procesos, las estructuras, los equipos y los comportamientos relacionados con la producción, gestión y consumo de la energía.

Las inversiones en el sector de la energía cuentan con una vida útil bastante prolongada, lo que implica que las estrategias relacionadas con el dióxido de carbono dispongan de unos plazos de aplicación mas extensos que las que se pueden aplicar a otros problemas de índole medioambiental. Por esta razón la planificación del desarrollo de las energías renovables en general y la fotovoltaica en particular, a largo plazo, tiene una importancia vital.

A continuación se estiman las cantidades de emisiones peligrosas para el medio ambiente y que tienen una repercusión directa en el efecto invernadero y el cambio climático que la instalación objeto de este proyecto genera por una parte y ahorra por otra.

2. ESTIMACIÓN DE LAS EMISIONES PRODUCIDAS.

Aunque la energía eléctrica producida por un sistema fotovoltaico es completamente limpia y está libre de emisiones de gases de efecto invernadero, la fabricación de los módulos fotovoltaicos, el inversor, batería, regulador, estructura, cableado y otros componentes que conforman la instalación consumen electricidad que al provenir del mix eléctrico no se encuentra libre de emisiones perjudiciales para el medio ambiente. En general el 75% de la energía eléctrica que se consume a nivel mundial proviene de combustibles fósiles. En la figura II se puede recorrer el proceso de fabricación de componentes para un sistema fotovoltaico de manera simplificada.

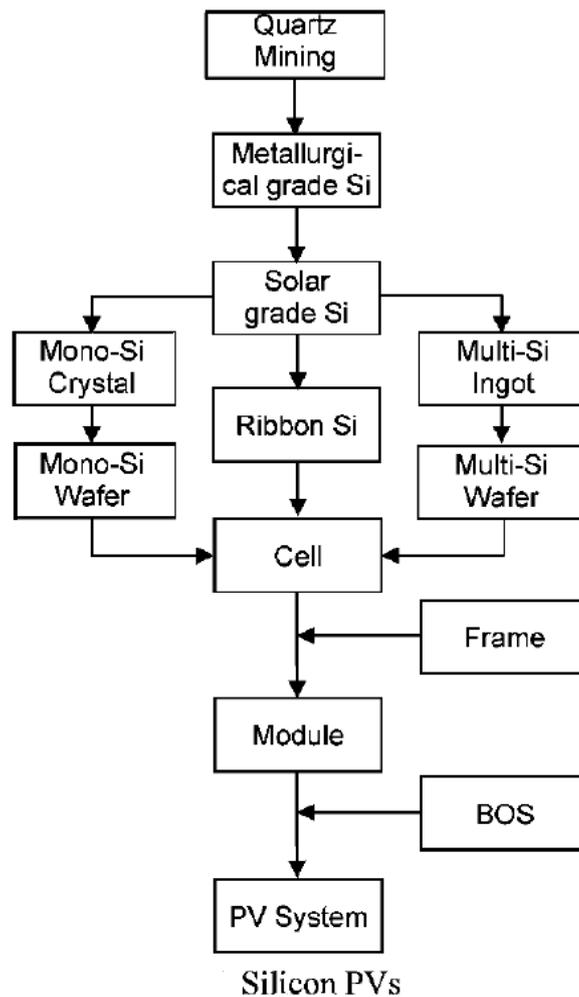


Figura II. Diagrama simplificado de del proceso producción de los componentes para un sistema fotovoltaico con módulos de a. Silicio monocristalino y b. Silicio policristalino.

En relación con las emisiones de CO₂ producidas a lo largo del citado proceso resulta interesante considerar el trabajo de los profesores Erik Alsema, Hyung Chul Kim y Vasalis Thenakis sobre las emisiones producidas durante el ciclo de vida de los sistemas fotovoltaicos (Ref.26), que han actualizado los indicadores medioambientales para poder estimar de manera más precisa la huella dejada por estas instalaciones. Como resumen de esta actualización se puede consultar la figura III.

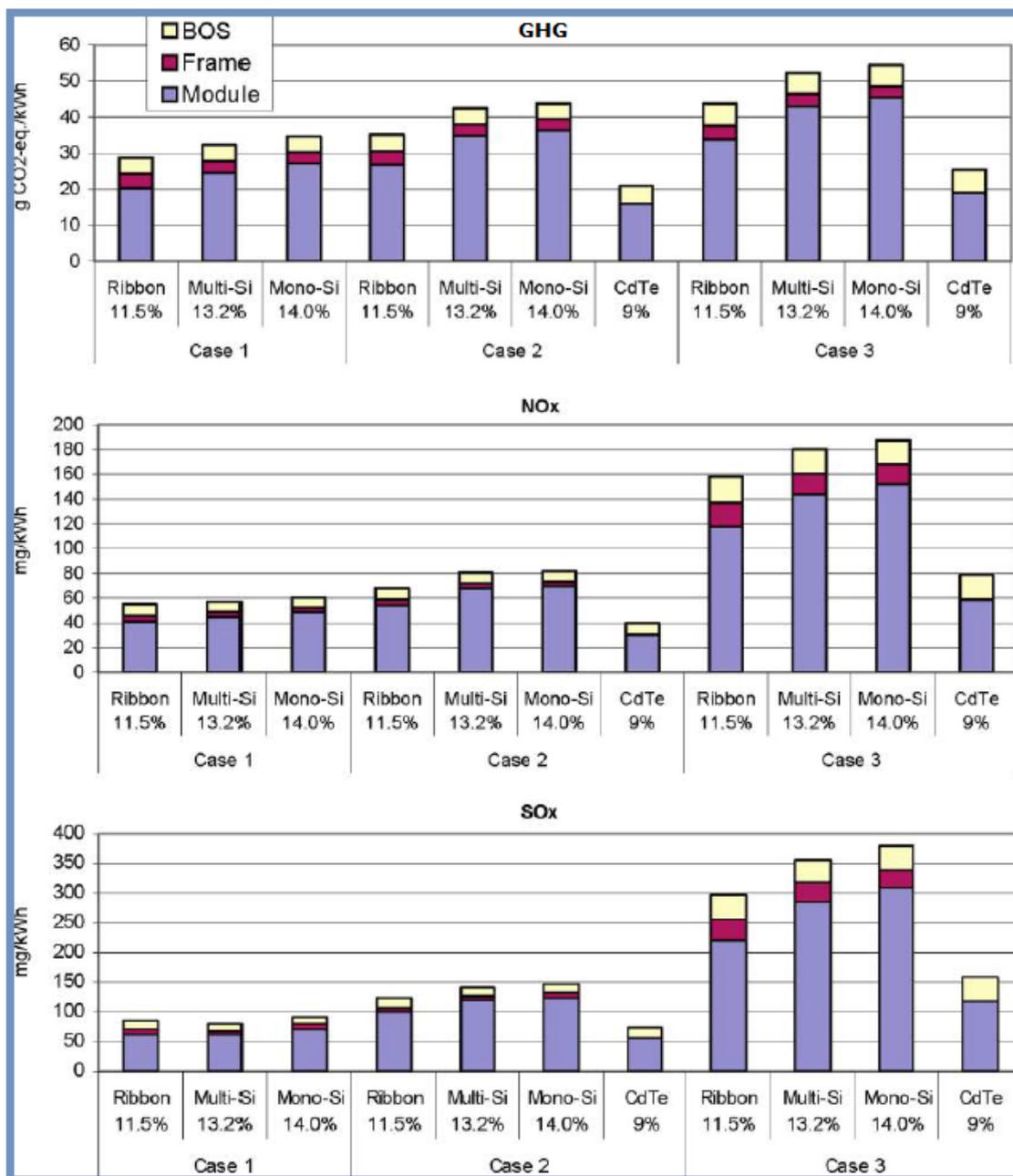


Figura III. Emisiones durante el ciclo de vida de módulos fotovoltaicos de silicio y CdTe. BOS (el resto del sistema) incluye la estructura de los módulos, el cableado, el acondicionamiento de potencia, etc. Condiciones: Sistema conectado a tierra en el Sur de Europa (irradiación 1700 kWh/m² año), Performance Ratio de 0,8 y tiempo de vida de la instalación de 30 años.

Basado en la producción fotovoltaica en Europa y Estados Unidos, este estudio presenta las emisiones de metales pesados, de gases de efecto invernadero y las emisiones de otros contaminantes para cuatro tipos diferentes de módulos:

- Silicio monocristalino
- Silicio policristalino
- Ribbon silicon (cintas de silicio)
- Módulos de capa fina de telurio de cadmio.

De entre estas cuatro tecnologías, son los módulos de capa fina de telurio de cadmio la que producen la menor cantidad de emisiones dañinas para el medio ambiente durante su ciclo de vida y los que requieren menor cantidad de energía durante el proceso de producción. De cualquier manera las diferencias en emisiones entre las distintas tecnologías de módulos fotovoltaicos son bastante reducidas en **comparación aquellas** otras tecnologías mas convencionales para la producción de energía eléctrica. En general, todas las tecnologías de módulos fotovoltaicos generan durante su ciclo de vida una cantidad de emisiones por GWh mucho menor que las tecnologías convencionales basadas en los combustibles fósiles. Al menos el 89% de las emisiones asociadas a la producción de electricidad se podrían evitar si la energía de la red eléctrica fuese de origen fotovoltaico. (Ref.26)

En la tabla II se recogen los valores estimados de las emisiones durante el ciclo de vida en función del tipo de tecnología de módulos fotovoltaicos representados en la figura III (Ref.26). Los módulos de silicio monocristalino son los que, al tener un mayor rendimiento, generan mayor cantidad de energía eléctrica al compararlos con las otras tecnologías para una misma superficie de generador FV, por lo que el tiempo de retorno de la energía utilizada en su fabricación será menor. Sin embargo también generan mayor cantidad de emisiones, como se aprecia en la tabla II.

Emisiones durante el ciclo de vida			
Tecnología del módulo FV	Emisiones de CO ₂ (gCO ₂ eq/KWh)	Emisiones de SO ₂ (gSO ₂ eq/KWh)	Emisiones de NO _x (gNO _x eq/KWh)
Capa fina Teluro de Cadmio	21	0,040	0,75
Silicio Policristalino	41	0,081	0,144
Silicio Monocristalino	45	0,083	0,148

Tabla II. Emisiones durante el ciclo de vida de diferentes tecnologías de módulos FV

Para calcular la emisiones de CO₂ se debe estimar primero la producción de energía del SFA que alimenta las cargas del hotel en el Parque Natural Montes de Málaga. Dicha estimación se puede realizar mediante la expresión siguiente.

$$E_{FV} = P_{GFV,M,STC} \times G_{da(\alpha,\beta)} \times PR \times 365$$

Símbolo	Magnitud	Unidad
EFV	energía anual generada por el SFA	KWh
P _{GFV,M,STC}	Potencia del GFV en el punto de máxima potencia en STC	KW
G _{da(α,β)}	Valor medio anual de la irradiación diaria sobre la superficie del GFV	KWh/m ² día
PR	Performance Ratio (Rendimiento del sistema)	-

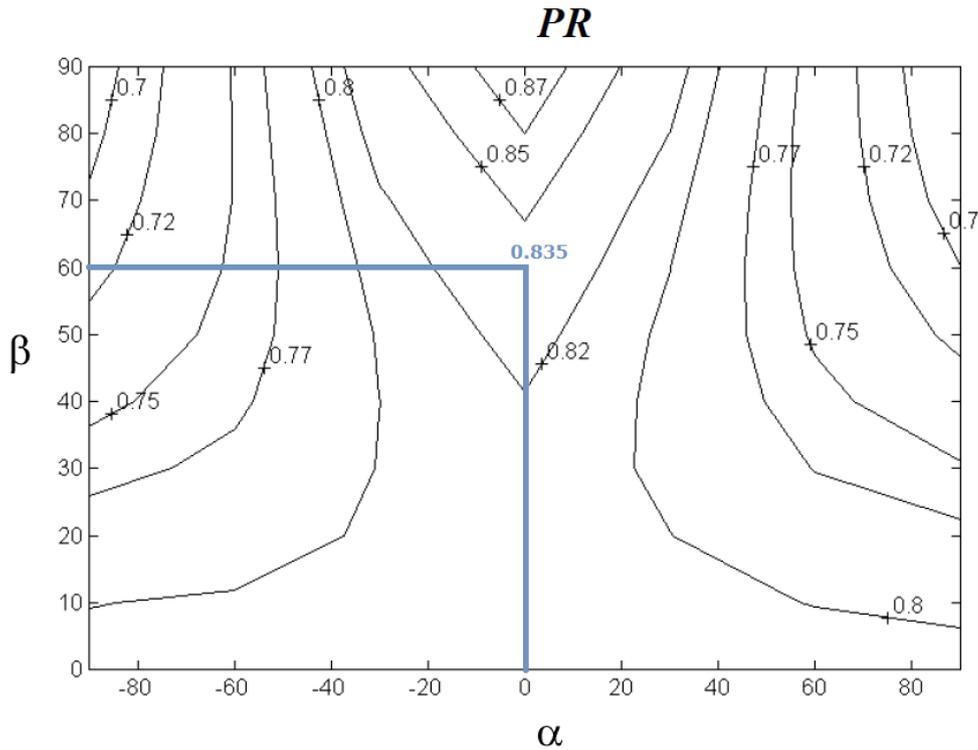


Fig
ura

IV. Valor ideal del rendimiento del sistema (PR) para España en función del acimut y la inclinación del GFV. Ref.27

$$E_{FV} = P_{GFV,M,STC} \times G_{da(0,60)} \times PR \times 365 = 1,688KW \times 4,91KWh / m^2día \times 0,835 \times 365 = 2526KWh / año$$

Una vez conocida la estimación de producción de energía anual del SFA se pueden estimar las emisiones a lo largo de su vida útil, como se puede ver en la tabla III.

Emisiones durante el ciclo de vida			
	Emisiones de CO ₂ (gCO ₂ eq/KWh)	Emisiones de SO ₂ (gSO ₂ eq/KWh)	Emisiones de NO _x (gNO _x eq/KWh)
En 1 año	41x2526KW=103,56 KgCO ₂ eq	0,081 x2526KW=204,61 gSO ₂ eq	0,144 x2526KW=363,74 gNO _x eq
En 25 años	2,589,15 KgCO ₂ eq	5.115,25 gSO ₂ eq	9.093,6 gNO _x eq

Tabla III. Estimación de las emisiones del SFA para el hotel.

Al aumentar la proporción de energías renovables en el mix eléctrico disminuirán las emisiones generadas en la producción, instalación y mantenimiento del SFA, de manera que se acortará el periodo de tiempo necesario para compensar tales emisiones.

3. ESTIMACIÓN DE LAS EMISIONES EVITADAS.

El World Wildlife Fund for Nature (WWF) cuenta con el Observatorio de la Electricidad que es una herramienta en forma de boletín publicado mensualmente en su web http://www.wwf.es/que_hacemos/cambio_climatico/ (Ref.28). Ofrece información a los consumidores de electricidad sobre los tipos de tecnologías que se han usado en el periodo correspondiente a la publicación. Resume, a su vez, las emisiones de gases contaminantes, dióxido de carbono y residuos radioactivos generados para producir la electricidad que hemos consumido. Su objetivo principal es sensibilizar al consumidor sobre la importancia de ahorrar energía y apostar por las fuentes renovables, como la solar fotovoltaica, para reducir los impactos sobre el medio ambiente y luchar contra el cambio climático.

En el boletín de julio de 2014 del Observatorio de la Electricidad se publicó el desglose del origen de la electricidad en España para dicho mes de julio representado en la figura V (Ref.29).

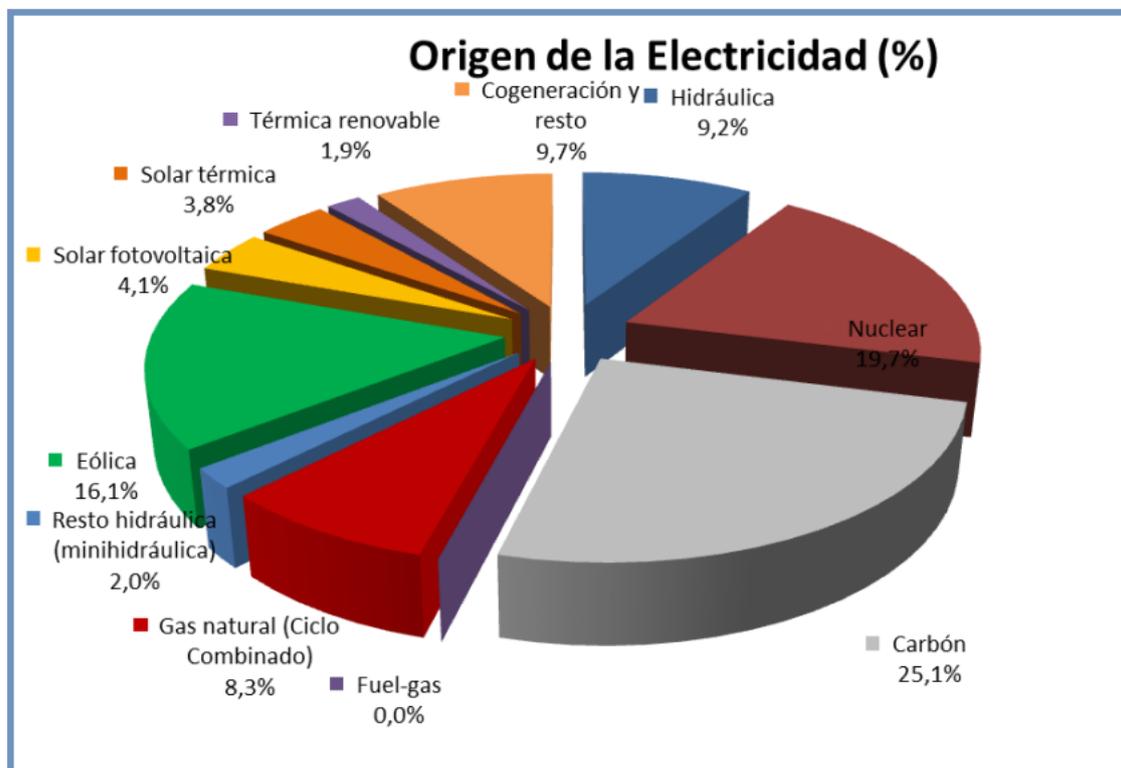


Figura V. Origen de la electricidad por tecnologías en España en julio de 2014.(Ref.29)

Para calcular las emisiones y residuos radioactivos ahorrados por el Sistema Fotovoltaico Autónomo a instalar en el hotel hay que multiplicar la energía estimada anual que este producirá por los siguientes factores, publicados en el boletín mensual del Observatorio de la Electricidad de WWF para el mes de julio de 2014 (Ref.29)

- Dióxido de carbono (CO₂): 0,273 kg/kWh
- Dióxido de azufre (SO₂): 0,654 g/kWh
- Óxidos de nitrógeno (NO_x): 0,438 g/kWh
- Residuos radiactivos de baja y media actividad: 0,00210 cm³ /kWh
- Residuos radiactivos de alta actividad: 0,256 mg/kWh

Considerando que la producción estimada de energía del SFA es de 2526 kWh/año se calculan las emisiones que se han evitado en la tabla IV.

Estimación de las emisiones que se han evitado		
Emisiones	En 1 año	En 25 años
Dióxido de carbono (CO ₂)	689,60 Kg	17240 Kg
Dióxido de azufre (SO ₂)	1652 g	41300 g
Óxidos de nitrógeno (NO _x):	106,4 g	2660 g
Residuos radiactivos de baja y media actividad	5,3 cm ³	132,5
Residuos radiactivos de alta actividad	0,646 g	16,16 g

Tabla IV. Emisiones evitadas gracias al SFA.

4. ENERGY PAY BACK TIME DEL PROYECTO Y REDUCCIÓN DE LAS EMISIONES.

Para calcular el Energy Pay Back Time del proyecto (EPBT), es decir, el periodo de tiempo en años que será necesario para que se compensen las emisiones generadas con la evitadas por el SFA, se puede utilizar la siguiente expresión:

$$EPBT = \frac{\text{Emisiones}_{\text{ generadas}}}{\text{Emisiones}_{\text{ evitadas}}} \times \text{vida}_{\text{ del}_{\text{ proyecto}}}$$

$$EPBT = \frac{103,56\text{KgCO}_2}{689,60\text{KgCO}_2} \times 25\text{años} = 3,75\text{años}$$

En 3,75 años se compensarán las emisiones realizadas durante la fabricación, instalación, mantenimiento y desmantelación del SFA con aquellas emisiones evitadas por el sistema.

Conocido el valor de las emisiones de dióxido de carbono generadas por el sistema y las evitadas se puede calcular la reducción de emisiones del SFA como la diferencia entre ambas.

$$\text{Reducción}_{\text{ Emisiones}_{\text{ CO}_2}} = \text{Emisiones}_{\text{ evitadas}} - \text{Emisiones}_{\text{ generadas}}$$

$$\text{Reducción}_{\text{ Emisiones}_{\text{ CO}_2}} = 689,60\text{Kg} - 103,56\text{Kg} = 586,04\text{KgCO}_{2\text{eq}}$$

Conocida la superficie del generador fotovoltaico, también se puede estimar la reducción de las emisiones de dióxido de carbono por unidad de superficie, como se ve en la tabla V.

$$A_{GFV} = N \times A_{\text{mod}} = 21 \times 0,651 = 13,671\text{m}^2$$

$$\text{Reducción}_{\text{ emisiones} / \text{m}^2} = \frac{586,04\text{KgCO}_{2\text{eq}}}{13,671\text{m}^2} = 42,87\text{KgCO}_{2\text{eq}} / \text{m}^2$$

Reducción de las emisiones de CO ₂		
Emisiones	En 1 año	En 25 años
Emisiones Evitadas	689,60 KgCO ₂ eq	17240 KgCO ₂ eq
Emisiones Generadas	103,56 KgCO ₂ eq	2589,15 KgCO ₂ eq
reducción de las emisiones	586,04 KgCO ₂ eq	14651 KgCO ₂ eq
reducción de las emisiones/m ²	42,87 KgCO ₂ eq/m ²	1071,68 KgCO ₂ eq/m ²

Tabla V. Reducción anual de las emisiones de CO₂ y a lo largo de la vida del SFA.

