



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA

TRABAJO FIN DE GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA DE 10KWP CON SOPORTE DE BATERÍAS

AUTOR: Álvaro Zamora Garrido

TUTOR: Gabriel Garcerá Sanfelú

AGRADECIMIENTOS

“A mi familia

A mi tutor

...”

RESUMEN

El objeto del presente trabajo consiste en el dimensionamiento de una instalación fotovoltaica aislada de red que dé suministro eléctrico a una casa rural. Para ello, será preciso determinar una serie de factores: las condiciones en que operará la instalación fotovoltaica y que afectarán a la producción energética de la misma; el consumo energético mensual medio así como la potencia de pico de los dispositivos conectados a la vivienda; el período de autonomía del sistema de acumulación (baterías), la potencia máxima que pueden gestionar los diferentes dispositivos que conforman la instalación, etc.

Definidos los parámetros anteriores, se diseñará el sistema de captación solar y el sistema de acumulación y se seleccionarán los mentados dispositivos de entre una selección de varios modelos de distintos fabricantes. De este modo se pretende justificar la elección adoptada e ilustrar la relación existente entre los parámetros nominales de dichos dispositivos y los requerimientos de la instalación.

A su vez se recoge en el presente estudio el sistema de conexión entre los diferentes dispositivos de la instalación fotovoltaica, así como las protecciones requeridas (y exigidas) por el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), y los esquemas de dicho sistema de conexiones y protecciones.

Por último, se elaborará un presupuesto de la instalación fotovoltaica en su conjunto, así como de los diferentes sistemas que la integran, por separado. El coste total de la instalación asciende a 37.499,39€.

Palabras Clave: dimensionamiento, fotovoltaica, aislada, suministro, potencia, consumo, baterías, autonomía, "REBT", conexiones, protecciones, esquemas, presupuesto.

RESUM

L'objecte del present document consisteix en el dimensionament d'una instal·lació fotovoltaica aïllada de la xarxa que done subministrament elèctric a una casa rural. Amb aquesta finalitat, serà precís determinar una sèrie de factors: les condicions d'operació de la instal·lació fotovoltaica i que afectaran a la producció energètica de la mateixa; el consum energètic mensual mig, així com la potència de pic dels dispositius connectats a la vivenda; el període d'autonomia del sistema d'acumulació (bateries), la potència màxima que poden gestionar els diferents dispositius que conformen la instal·lació, etc.

Definits els paràmetres anteriors, es dissenyarà el sistema de captació solar i el sistema d'acumulació i es seleccionaran els esmentats dispositius d'entre una selecció de diferents models de diferents fabricants. D'aquesta manera es pretén justificar l'elecció assumida e il·lustrar la relació existent entre els paràmetres nominals de dits dispositius i els requeriments de la instal·lació.

Al mateix temps es recull en el present estudi el sistema de connexió entre els diferents dispositius de la instal·lació fotovoltaica, així com les proteccions requerides (i exigides) pel Reglament Electrotècnic de Baixa Tensió (REBT), i els esquemes de dit sistema de connexions i proteccions.

Per últim, s'elaborarà un pressupost de la instal·lació en el seu conjunt, així com dels diferents sistemes que la integren, per separat. El cost total de la instal·lació ascendeix a 37.499,39€.

Paraules clau: dimensionament, fotovoltaica, aïllada, subministrament, potència, consums, bateries, autonomia, "REBT", connexions, proteccions, esquemes, pressupost.

ABSTRACT

The objective of the present work is the sizing of an “off-grid” photovoltaic system that supplies electricity to a rural house. To do this, it will be necessary to determine a series of factors: the conditions in which the photovoltaic installation will operate and that will affect the energy production of the same; the average monthly energy consumption as well as the peak power of the devices connected to the dwelling; the period of autonomy of the accumulation system (batteries), the maximum power that can be managed by the different devices that make up the installation, etc.

Once the above parameters have been defined, the solar collection system and the accumulation system will be designed and the mentioned devices will be selected from a selection of several models from different manufacturers. In this way it is intended to justify the choice adopted and to illustrate the relationship between the nominal parameters of such devices and the requirements of the installation.

At the same time, this document gathers the connection system between the different devices of the photovoltaic system, as well as the protections required by the Low Voltage Electrotechnical Regulation (REBT), and the diagrams of this connection and protection system.

Finally, a budget of the photovoltaic installation will be elaborated as a whole, as well as of the different systems that integrate it, separately. The total cost of the installation amounts to 37,499.39€.

Keywords: sizing, photovoltaic, off-grid, supply, power, consumption, batteries, autonomy, “REBT”, connections, protections, schemes, budget.

ÍNDICES

ÍNDICE DE LA MEMORIA

Capítulo 1. Introducción y datos de partida	1
1.1. Objetivo del documento	1
1.2. Localización de la vivienda	1
1.3. Componentes de la instalación. Esquema de funcionamiento	1
Capítulo 2. Dimensionamiento de la instalación fotovoltaica	4
2.1 Parámetros de operación del sistema de captación solar.....	4
2.2 Consumo energético de los dispositivos conectados a la vivienda	16
2.3 Sistema de acumulación	18
2.4 Conversión electrónica de potencia	27
2.5 Tiempo de recarga del sistema de acumulación	35
2.6 Generador auxiliar	37
Capítulo 3. Ubicación de los dispositivos	39
3.1 Objetivo del capítulo.....	39
3.2 Diseño estructural del sistema de captación solar.....	39
3.3 Ubicación de los controladores de carga solar y de la bancada de baterías	41
3.4 Ubicación del inversor autónomo	42
3.5 Ubicación del generador auxiliar	42
Capítulo 4. Sistema de conexiones y protecciones	43
4.1 Objetivo del Capítulo	43
4.2 Dimensionamiento del Sistema de Conexiones	43
4.3 Dimensionamiento del Sistema de Protecciones	51

Anexo 1: Definiciones relativas a la generación fotovoltaica	57
Anexo 2: Vistas del emplazamiento. Situación de los dispositivos.....	58
Anexo 3: Diseño del sistema de captación solar.....	60
Anexo 4: Esquemas eléctricos de la instalación.....	61
Bibliografía y Referencias	66

ÍNDICE DEL PRESUPUESTO

1. Precios Unitarios	1
1.1 Sistema de Captación Solar	1
1.2 Sistema de Control de Carga Solar “MPPT”	2
1.3 Sistema de Acumulación.....	2
1.4 Inversor Híbrido	3
1.5 Sistema de Generación Auxiliar	4
1.6 Cableado Eléctrico	4
1.7 Sistema de Distribución	6
1.8 Sistema de Protecciones.....	6
1.9 Tubería.....	7
2. Mediciones y Presupuestos Parciales	8
3. Presupuesto Final	10
4. Conclusiones	10

MEMORIA

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN Y DATOS DE PARTIDA

1.1 OBJETIVO DEL PROYECTO

El objetivo del presente proyecto es realizar el dimensionamiento de una instalación fotovoltaica aislada de red que dé suministro eléctrico a una vivienda unifamiliar ubicada en el monte.

Asimismo, se pretende esclarecer la relación existente entre las variables que definen cada uno de los sistemas que conforman la instalación fotovoltaica, siendo algunas de éstas:

- Potencia de pico del sistema de captación.
- Tensión de circuito abierto e intensidad de corriente de cortocircuito de los módulos fotovoltaicos.
- Tensión e intensidad máxima admisible por los reguladores de carga.
- Potencia nominal del inversor de corriente.
- Tensión nominal de la bancada de baterías.
- Consumo diario medio de energía de las cargas.
- Etc.

1.2 LOCALIZACIÓN DE LA VIVIENDA

La instalación fotovoltaica abastecerá de energía eléctrica a una casa rural ubicada en la urbanización “Bon Aire” en el municipio alicantino de Tibi, C.P. 03109, siendo sus coordenadas:

- Latitud: 38°30'23,17" (Norte).
- Longitud: 0°36'02,00" (Oeste).

En la “Figura 1” del “Anexo 2” se observan una imagen satelital del emplazamiento en cuestión.

En dicha imagen puede observarse que el área de la finca donde se instalará el sistema de captación es muy limitada, por lo que se opta por ubicar dicho sistema sobre el tejado y porche de la casa. Si bien dicha imagen satelital está obsoleta, pues ha sido instalado, recientemente, un porche entre la fachada principal y el muro de la finca.

1.3 COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN. ESQUEMA DE FUNCIONAMIENTO

En este apartado se citarán los dispositivos que, en esencia, compondrán la instalación fotovoltaica, no se desarrollarán los fundamentos del funcionamiento de cada uno de ellos. Asimismo, se definirá el esquema de conexión entre estos y el modo en que opera la instalación en función del consumo energético en el lado de corriente alterna de la instalación y de la producción fotovoltaica. En la siguiente lista se citan los principales sistemas que conforman la instalación describiendo sucintamente la función que desempeñan:

- Sistema de captación solar; está conformado por la asociación serie-paralelo de paneles fotovoltaicos. Su función es la de convertir la radiación solar incidente en energía eléctrica mediante el denominado fenómeno fotovoltaico.
- Sistema de control de carga con seguimiento del punto de máxima potencia; está conformado por el controlador de carga “MPPT” (por las siglas en inglés de *máximo power point tracking*) el cual se encarga de controlar los parámetros de la corriente eléctrica a su salida para posibilitar la correcta carga del sistema de acumulación y mantener la producción del sistema de captación en el punto de máxima potencia, para lo cual regula el voltaje de dicho sistema de producción fotovoltaica.
- Sistema de acumulación; conformado por la asociación en serie de vasos o baterías. Su función es la de almacenar la producción fotovoltaica y entregarla a los consumos de la vivienda cuando sea requerido. Su carga se realiza a través del controlador de carga o bien a través de un sistema auxiliar de generación eléctrica.
- Sistema de inversión de corriente; conformado por el inversor autónomo. Se encarga de convertir en corriente alterna, apta para los consumos de la vivienda, la corriente continua entregada por las baterías y/o por los controladores de carga “MPPT”.
- Sistema de generación auxiliar; conformado por un generador eléctrico accionado mediante un motor de combustión interna. Se encarga de cubrir la demanda energética en el improbable caso que la producción fotovoltaica sea nula y la energía almacenada en el sistema de acumulación sea insuficiente para satisfacer la demanda de los consumos, o bien cuando se desee evitar una descarga profunda del sistema de baterías.
- Sistema cargador; conformado por rectificadores de corriente también denominados cargadores. Se encargan de cargar las baterías con la energía generada por el generador auxiliar.

De acuerdo al esquema mostrado en la “Figura 1”, si la energía generada por los módulos fotovoltaicos supera al consumo en el lado de corriente alterna de la instalación, la parte de dicha producción correspondiente a cubrir dicho consumo circulará desde el campo de captación, a través del controlador de carga “MPPT”, hacia el inversor, mientras que el excedente de energía se empleará en la carga de las baterías.

En el esquema mostrado por la “Figura 2”, la producción fotovoltaica es nula o insuficiente para satisfacer, por sí sola, la demanda energética de los consumos de alterna, por lo que el sistema de acumulación deberá aportar la energía requerida para completar la demanda energética.

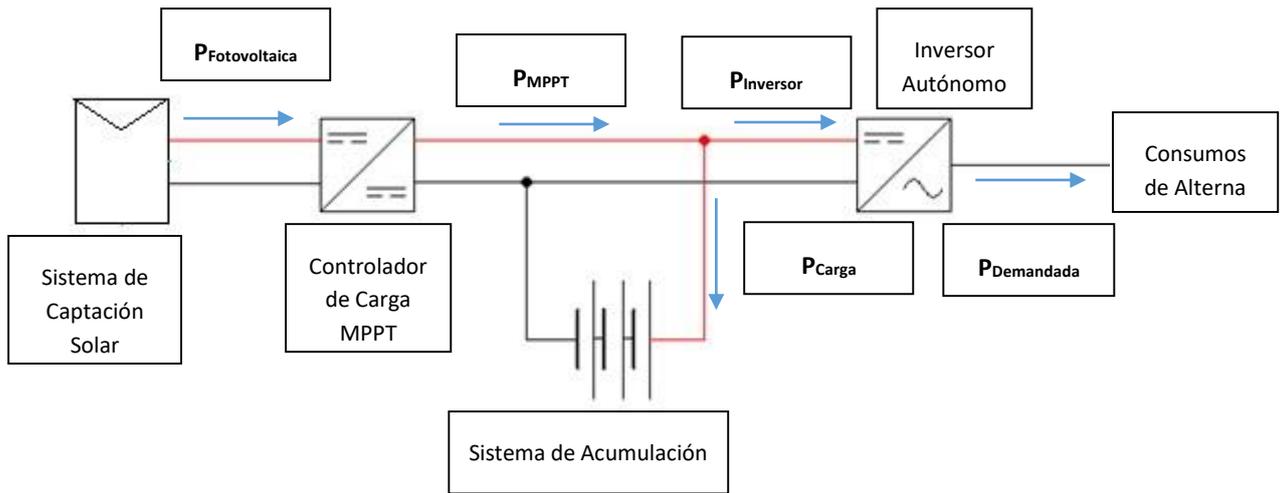


Figura 1. “Esquema sintético del funcionamiento de la instalación fotovoltaica: carga de las baterías”. Se ha obviado la inclusión del generador auxiliar y del cargador. Serán incluidos en los esquemas eléctricos del “Anexo 3”. En rojo se destaca la polaridad positiva y en negro la polaridad negativa.

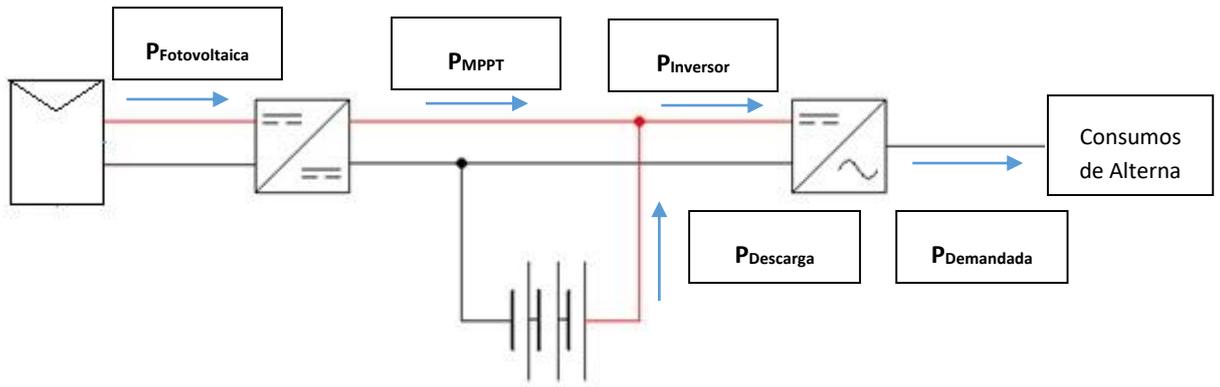


Figura 2. “Esquema sintético del funcionamiento de la instalación fotovoltaica: descarga de las baterías”.

CAPÍTULO 2. DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

2.1 PARÁMETROS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE CAPTACIÓN SOLAR

En este apartado se determinarán los parámetros que definirán la energía generada por el sistema de captación solar; la irradiación total aprovechable por el sistema de módulos fotovoltaicos, se cuantificarán las pérdidas energéticas debidas al funcionamiento de dicho sistema fuera del punto de trabajo óptimo, así como las debidas al desacople en el seguimiento del punto de máxima potencia entre otras, y se obtendrá el rendimiento del sistema de captación solar.

Asimismo, en el “Anexo 1” se adjuntan algunas definiciones relativas a conceptos nombrados a lo largo del desarrollo del apartado “2.1” a fin de facilitar la comprensión de los mismos.

2.1.1. IRRADIACIÓN SOLAR

Existen diversas bases de datos que facilitan series temporales de valores de las irradiaciones y temperaturas en función de la longitud, latitud y período para los que se elabore el estudio.

Del mismo modo no existe un único método para el cálculo de dichas variables, los hay sencillos; de bajo coste computacional y cuyos resultados no son todo lo precisos que pudiera requerirse, los hay más complejos; que necesitan de una base de datos extensa y cuya precisión es elevada.

En el presente estudio se ha optado por recurrir a la base de datos que proporciona el software gratuito “PVGIS”, el cual permite conocer una amplia serie de variables con sólo introducir la localización de la instalación, la inclinación de la misma y su orientación, entre otros parámetros.

2.1.1.1 ORIENTACIÓN DEL SISTEMA DE CAPTACIÓN

La orientación del sistema de captación, también llamada azimut de superficie (γ_s), queda determinada por la orientación del tejado sobre el que se ubicarán los módulos y del muro exterior, siendo el azimut de dicho tejado de 22º con respecto al Sur, tal y como puede corroborarse acudiendo a la “Figura 2” del “Anexo 2”.

Existen sistemas que orientan los paneles fotovoltaicos, en uno o dos ejes a fin de mantener la dirección que maximiza la producción energética con respecto a la hora solar, así como la inclinación de los paneles fotovoltaicos. No obstante,

en el presente estudio sólo se aborda el análisis para una instalación sin seguimiento del Sol. (Para más información referente a la posición relativa entre el Sol, la Tierra y los paneles fotovoltaicos consúltese la bibliografía recomendada^[1]).

2.1.1.2 INCLINACIÓN DE LOS CAPTADORES E IRRADIACIÓN GLOBAL

La inclinación de los paneles fotovoltaicos debe ser tal que maximice la producción de energía eléctrica en el período de mayor interés, esto es, en los períodos de mayor consumo o de menor irradiación solar, en definitiva en aquellos que el usuario tenga a bien escoger. En el presente estudio se definirá un único ángulo de inclinación que optimice la producción energética en invierno, y no dos ángulos fijos tal que uno optimiza la producción en invierno y otro en verano, pues como se observará posteriormente, el consumo energético en verano es inferior al consumo en invierno y la irradiación puede llegar a ser el doble que en invierno.

Una de las interfaces de “PVGIS” permite conocer el ángulo óptimo de inclinación de los módulos solares para cada mes y el ángulo óptimo anual, entre otros parámetros. Todo ello es calculado para un azimut de la superficie en cuestión de 0º respecto al sur, sin embargo, puesto que la orientación del sistema de captación es de 22º, dichos valores tendrían un significado meramente orientativo, obteniéndose el ángulo óptimo para la orientación real mediante otra de las interfaces que devuelve el valor del ángulo óptimo anual entre otros parámetros.

No obstante, a la hora de seleccionar dicho ángulo “ β ” se atenderá al hecho de que, en los meses de invierno (enero, febrero, noviembre y diciembre) la irradiación es significativamente menor (en enero la irradiación es menos de la mitad que en julio para dicho ángulo de inclinación tal y como muestra la “Tabla 1”). “PVGIS” no ofrece valores del ángulo de inclinación óptimo para aquellos módulos no orientados al sur, sin embargo, puede obtenerse el valor del ángulo de inclinación óptimo para los meses de invierno en el supuesto en que los paneles se orientasen al sur para después, mediante tanteo, obtener el rango de valores que optimizan la producción de cada mes de invierno para la orientación de 22º suroeste. Dichos valores, se muestran en la siguiente lista:

- Enero: Rango de inclinación óptima: (54, 60); Irradiación diaria media: 3,9kWh/m²; Incremento de 400Wh/m² respecto a la inclinación óptima anual.
- Febrero: Rango de inclinación óptima: (44, 51); Irradiación diaria media: 4,29kWh/m²; Incremento de 180Wh/m² respecto a la inclinación óptima anual.
- Noviembre: Inclinación óptima: (52, 57); Irradiación diaria media: 3,89kWh/m²; Incremento de 320Wh/m² respecto a la inclinación óptima anual.

- Diciembre: Inclinación óptima: (56, 63); Irradiación diaria media: 3,56kWh/m²; Incremento de 430Wh/m² respecto a la inclinación óptima anual.

El ángulo de inclinación óptimo para el invierno será aquel que esté comprendido dentro del mayor número de rangos de sendos meses, y que minimice las pérdidas para aquellos meses en que no se encuentre dentro de su rango óptimo, esto es, un ángulo de 56°; que maximiza la producción en enero, noviembre y diciembre y que minimiza las pérdidas respecto a su óptimo en el mes de febrero.

De acuerdo al nuevo ángulo de diseño, se obtendrán, mediante “PVGIS” los valores de la irradiación diaria media mensual, que son expuestos en la “Tabla 2”.

Fixed system: inclination=29°, orientation=22°				
Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	27.40	849	3.50	108
Feb	31.90	892	4.11	115
Mar	40.50	1260	5.38	167
Apr	42.80	1280	5.75	172
May	47.90	1480	6.48	201
Jun	50.80	1520	6.99	210
Jul	51.30	1590	7.17	222
Aug	47.10	1460	6.60	204
Sep	39.40	1180	5.43	163
Oct	33.30	1030	4.52	140
Nov	27.50	824	3.57	107
Dec	24.50	759	3.13	97.1
Yearly average	38.7	1180	5.23	159
Total for year		14100		1910

Tabla 1. “Irradiación diaria media mensual y ángulo óptimo de inclinación”. El parámetro H_d indica la irradiación global diaria media mensual, en kWh/m²/d. El valor de inclinación que optimiza la producción anual es de 29°.

Fixed system: inclination=56°, orientation=22°				
Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	3.02	93.5	3.90	121
Feb	3.27	91.4	4.26	119
Mar	3.83	119	5.13	159
Apr	3.77	113	5.06	152
May	3.95	122	5.32	165
Jun	4.00	120	5.48	165
Jul	4.10	127	5.71	177
Aug	4.03	125	5.64	175
Sep	3.64	109	5.03	151
Oct	3.31	102	4.53	140
Nov	2.96	88.7	3.89	117
Dec	2.75	85.1	3.56	110
Yearly average	3.55	108	4.80	146
Total for year		1300		1750

Tabla 2. “Irradiación en función del ángulo de inclinación óptimo en invierno”.

Por otra parte, existen diversos modelos matemáticos que permiten estimar el valor de la irradiación global diaria media mensual sobre una superficie inclinada a partir de bases de datos que ofrezcan valores de la irradiación global sobre el plano horizontal y el porcentaje de ésta que corresponde a la componente difusa de la irradiación. Dichos modelos contemplan los diferentes factores que van a derivar en una disminución (o aumento en raras excepciones) de la irradiación captada por los paneles fotovoltaicos. No obstante en el presente documento no se abordará el uso de dichos modelos, pues los datos ofrecidos por "PVGIS" ya consideran dicha merma en los valores de la irradiación, por efectos tales como la sombra proyectada por el horizonte sobre el campo de captadores o las discrepancias de los valores de los ángulos de orientación e inclinación respecto a sus valores óptimos.

2.1.1.3 RENDIMIENTO DE REFERENCIA

La finalidad de definir el rendimiento de referencia " Y_R " es dar una idea de la cantidad de energía aprovechable en un momento dado y posibilitar el posterior cálculo de la energía generada por la instalación. Se define como el número de horas que debiera brillar el Sol con una intensidad igual a la irradiancia en condiciones estándar " G_{STC} ", para producir la irradiación (entendida ésta como la irradiación global e incidente sobre la superficie dada) definida durante el período de estudio (en este caso se ha tomado como referencia la irradiación global diaria media, supuesto su valor constante para el mes de estudio), su cálculo es intuitivo y queda definido mediante la "Ecuación 1" y los valores obtenidos para cada mes son mostrados en la "Tabla 3".

$$Y_R = \frac{H_G}{G_{STC}}$$

Ecuación 1. "Cálculo del rendimiento de referencia".

El significado que adquiere la palabra "rendimiento", en el contexto desarrollado anteriormente, no coincide con el sentido que suele atribuírsele en múltiples ramas de la ciencia, pues normalmente éste es adimensional e indica cuan distanciado se halla un sistema respecto al estado ideal o de referencia, mientras que en este caso tiene unidades de "horas por día". Quizá hubiese sido más apropiado asignarle el término "período de producción" pero en tanto que se trata de la traducción literal de la palabra inglesa "*yield*" se mantendrá su uso, si bien ha de tenerse presente que su significado no coincide con el convencional.

Período	Irradiación Diaria Media Mensual $\gamma=22^\circ$ B=56° (kWh/m ² /d)	Irradiancia STC (kW/m ²)	Yr (h/d)
Enero	3,90	1	3,90
Febrero	4,26	1	4,26
Marzo	5,13	1	5,13
Abril	5,06	1	5,06
Mayo	5,32	1	5,32
Junio	5,48	1	5,48
Julio	5,71	1	5,71
Agosto	5,64	1	5,64
Septiembre	5,03	1	5,03
Octubre	4,53	1	4,53
Noviembre	3,89	1	3,89
Diciembre	3,56	1	3,56

Tabla 3. "Rendimiento de referencia (Y_R)".

2.1.2 SELECCIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

A la hora de seleccionar el módulo fotovoltaico que conformaría el campo de captadores, se ha atendido a las siguientes características: potencia de pico, dimensiones, rendimiento, precio y tecnología. A modo de ilustración se recoge en la "Tabla 4" la comparativa realizada entre una selección de 5 módulos de diferentes fabricantes y características, si bien se han estudiado más tipos se contempla en este estudio los más relevantes. Otro condicionante a la hora de escoger el panel fotovoltaico es la escasa superficie disponible donde ubicar el sistema de captación, por lo que se han escogido los paneles de mayor potencia de pico disponibles en el mercado, pues su ratio potencia/área es superior.

Se ha escogido el panel "WS-320/24V" del fabricante "Waree" por su mayor rendimiento fotovoltaico (16,49%), un menor voltaje en circuito abierto que, como se verá en posteriores secciones, será determinante a la hora de seleccionar el regulador de carga, un menor precio y el menor coeficiente de disminución de potencia con la temperatura. Asimismo, en tanto que el área sobre la que se instalará el campo de captación solar es reducida, conviene que la potencia generada por unidad de superficie sea la mayor posible, por ello, en tanto que las dimensiones de los módulos fotovoltaicos difieren poco de unos a otros, se ha seleccionado aquel que, en condiciones "STC", genera la mayor potencia (320W).

Parámetros	Fabricante y Modelo									
	Waaree	WS-320/24V	Amerisolar	AS-6P	CSUN	CSUN310 -72P	Atersa	A-315M	Atersa	A-310P GS
Pm (W)	320		320		310		315		310	
Voc (V)	45,3		45,70		44,80		45,72		45,45	
Isc (A)	9,42		9,00		9,04		8,94		8,85	
Vmp (V)	36,8		37,10		36,10		37,30		37,00	
Imp (A)	8,7		8,36		8,58		8,45		8,38	
Vmáx (V)	1000		1000		1000		1000		1000	
Rfv (%)	16,49		16,49		16,01		16,19		15,98	
Precio	250		260		245		342		289	
Dimensiones	1960x990x42		1956x992x50		1956x990x50		1965x990x40		1956x992x40	
Nº Células	6x12 (156mmx156mm)		6x12 (156mmx156mm)		6x12 (156mmx156mm)		6x12 (156mmx156mm)		6x12 (156mmx156mm)	
Peso (kg)	22		27,00		22,30		22,50		21,60	
NOCT (°C)	46+-2		45+-3		45+-4		47+-2		45+-4	
Alpha (%/K)	0,0681		0,056		0,056		0,030		0,060	
Beta (%/K)	-0,2941		-0,330		-0,292		-0,340		-0,340	
Gamma (%/K)	-0,3845		-0,430		-0,408		-0,430		-0,450	
Rango de Tª de Trabajo	(-40,85)		(-40,85)		(-40,85)		(-40,85)		(-40,85)	
Tecnología	Si Policristalino		Si Policristalino		Si Policristalino		Si Monocristalino		Si Policristalino	

Tabla 4. “Comparativa de paneles fotovoltaicos”. Se recogen en esta tabla los parámetros más relevantes, medidos en condiciones “STC”. Donde los parámetros alpha, beta y gamma son, respectivamente, los coeficientes de intensidad, tensión y potencia en función de la temperatura.

2.1.3 PÉRDIDAS DE CAPTACIÓN

El sistema de captación, conformado por la asociación de diversas ramas en paralelo de paneles fotovoltaicos, produce una cantidad de energía eléctrica que no coincide con la producción energética que debería obtenerse para las condiciones en que han sido definidos los valores nominales de las variables de funcionamiento de dichos paneles.

Dicha discrepancia, salvo raras excepciones, resulta en una disminución de la energía eléctrica producida, y es debida a los siguientes factores:

- Sombreado parcial o total de los módulos.
- Desacople entre los diferentes módulos fotovoltaicos.
- Temperaturas de funcionamiento de las celdas fotovoltaicas diferentes a la temperatura “STC”.
- Irradiancias inferiores a la irradiancia “STC”.
- Acumulación de suciedad en los módulos.
- Acumulación de nieve sobre los módulos.
- Tolerancia de los módulos fotovoltaicos.
- Reflexión parcial de la irradiación.
- Efecto Joule en cableados, diodos y resistencias.
- Desajuste del seguimiento del punto de máxima potencia (“MPPT”).

2.1.3.1 PÉRDIDAS POR SOMBRAS

Los valores de la irradiación global recogidos en la “Tabla 2” contemplan el efecto de las sombras del horizonte sobre el sistema de captación, no obstante sólo para aquellos puntos que proyecten sombras y que estén situados a más de

90 metros de dicho sistema. Resta determinar las pérdidas por sombras proyectadas por objetos cercanos. Sin embargo, como se verá en el “Capítulo 3”, se ha escogido la ubicación del sistema de captación de modo tal que ningún árbol circundante, fachada o muro proyecte sombra alguna sobre el campo de captación. Dichas pérdidas han sido estimadas en un 2,7% de la irradiación global por “PVGIS”.

2.1.3.2 “PÉRDIDAS” POR TEMPERATURA DE FUNCIONAMIENTO DE LAS CELDAS FOTOVOLTAICAS

Toda temperatura de funcionamiento por encima de la temperatura nominal de funcionamiento de la celda fotovoltaica, devendrá en una disminución de la potencia generada debido al valor negativo del parámetro “ c_T ”. Se ha optado por cuantificar dicho efecto mediante el denominado coeficiente de temperatura “ k_T ”. La “Ecuación 2” nos permitirá conocer el valor del parámetro “ k_T ”:

$$k_T = 1 + c_T * (T_{celda} - NOCT)$$

Ecuación 2.

Donde el parámetro “ c_T ” es llamado “Gamma” en la “Tabla 2” y hace referencia a la caída porcentual de la potencia generada por el panel fotovoltaico con la temperatura, expresado en tanto por uno, y que es característico de cada panel, así como también lo es la temperatura nominal de operación de la celda fotovoltaica (NOCT). El parámetro “ T_{celda} ” hace referencia a la temperatura media mensual de operación de la célula fotovoltaica, que se asumirá es la temperatura del panel fotovoltaico en su conjunto y cuyo valor puede aproximarse mediante la “Ecuación 3”:

$$T_{celda}(T_{amb}, G) = T_{amb} + \frac{G}{G_{STC}} * \left(\frac{NOCT - T_{NOCC}}{G_{NOCC}} \right)$$

Ecuación 3.

Donde “ T_{amb} ” es la temperatura ambiente diurna media mensual y “ G ” es la irradiancia media mensual.

La base de datos de “PVGIS” no cuenta con los valores medios diarios mensuales de la irradiancia, no obstante puede calcularse de manera indirecta a partir de la irradiación diaria media mensual y las horas diarias en que la luz solar incide sobre el panel, lo cual si puede obtenerse mediante dicho software. En la “Tabla 5” se recogen los valores medios diarios mensuales de la irradiación, horas de “luz”, irradiancia diaria media mensual, temperatura ambiente diurna, temperatura de operación de la célula y del factor “ k_T ”.

De acuerdo a los resultados obtenidos, es posible definir un rendimiento térmico del generador solar, que de modo similar al rendimiento de referencia, da una

idea de la producción energética, si bien contabiliza las pérdidas de naturaleza térmica. Para su cálculo se hará uso de la “Ecuación 4” y los resultados obtenidos en función del mes se recogen en la “Tabla 6”.

$$Y_T = Y_R * k_T$$

Ecuación 4. “Cálculo del rendimiento térmico”

Mes	Temperatura Diurna Media (°C)	Temperatura de Celda (°C)	Irradiación Diaria "Hd" (kWh/m2/d)	Horario Solar	Horas de "Luz"	Irradiancia Media (kW/m2/d)	Factor "kT"
Enero	9,70	23,40	3,90	7:37-16:52	9,25	0,4216	1,0061
Febrero	9,30	22,81	4,26	7:07-17:22	10,25	0,4156	1,0084
Marzo	12,10	26,29	5,13	6:22-18:07	11,75	0,4366	0,9950
Abril	15,50	28,40	5,06	5:52-18:37	12,75	0,3969	0,9869
Mayo	18,20	31,01	5,32	5:22-18:52	13,5	0,3941	0,9769
Junio	22,50	35,22	5,48	5:07-19:07	14	0,3914	0,9607
Julio	25,90	39,16	5,71	5:07-19:07	14	0,4079	0,9456
Agosto	26,30	40,13	5,64	5:37-18:52	13,25	0,4257	0,9418
Septiembre	22,40	35,74	5,03	6:07-18:22	12,25	0,4106	0,9587
Octubre	18,90	32,60	4,53	6:52-17:37	10,75	0,4214	0,9708
Noviembre	13,30	26,27	3,89	7:22-17:07	9,75	0,3990	0,9951
Diciembre	10,60	23,11	3,56	7:37-16:52	9,25	0,3849	1,0073

Tabla 5. “Cálculo del factor de corrección de potencia por efecto de la temperatura (k_T)”. En el cálculo de dicho factor se han empleado las ecuaciones descritas anteriormente.

Mes	Yr (h/d)	Factor "kT"	Yt (h/d)
Enero	3,90	1,0061	3,92
Febrero	4,26	1,0084	4,30
Marzo	5,13	0,9950	5,10
Abril	5,06	0,9869	4,99
Mayo	5,32	0,9769	5,20
Junio	5,48	0,9607	5,26
Julio	5,71	0,9456	5,40
Agosto	5,64	0,9418	5,31
Septiembre	5,03	0,9587	4,82
Octubre	4,53	0,9708	4,40
Noviembre	3,89	0,9951	3,87
Diciembre	3,56	1,0073	3,59

Tabla 6. “Valores del rendimiento térmico mensual”

2.1.3.3 PÉRDIDAS DEBIDAS A LA TOLERANCIA DEL PANEL FOTOVOLTAICO

En la práctica, los módulos fotovoltaicos exhiben un valor de potencia generada diferente al que debiera producir en unas condiciones dadas, por ello los fabricantes anexan en las fichas técnicas de sus productos el rango de tolerancia de dicha potencia. Para el modelo de panel escogido se lee en la ficha técnica que la tolerancia es de ±5W en “STC”, por lo que respecto a la potencia medida en “STC” o potencia pico (P_{pico}=320W) resulta ser un 1,6%.

2.1.3.4 PÉRDIDAS POR REFLEXIÓN DE LA LUZ SOLAR SOBRE EL PANEL FOTOVOLTAICO

El software "PVGIS", al igual que las pérdidas por sombreado, estima las pérdidas energéticas que derivan de la reflexión de la irradiación incidente en los módulos fotovoltaicos, si bien, en tanto que las pérdidas por sombreado afectan directamente a la irradiación incidente y por lo tanto ya han sido contempladas en los resultados obtenidos, las pérdidas por reflexión no merman la radiación incidente sino la cantidad de energía que derivaría de ésta si no hubiese sido reflejada, por lo que en este caso sí ha de aplicarse un factor de corrección al valor de energía generada.

Dicho software estima las pérdidas por reflexión, para la inclinación y orientación adoptadas, en un 2,7% como media anual y que se asumirá constante para todo mes del año.

2.1.3.5 PÉRDIDAS POR ACUMULACIÓN DE SUCIEDAD EN EL SISTEMA DE CAPTACIÓN

Es un hecho constatable que el viento arrastra partículas de polvo que tienden a acumularse sobre el sistema de captación solar, reduciendo el área útil de los paneles fotovoltaicos y provocando una disminución en la energía producida, si bien ángulos de inclinación más acusados y regímenes de lluvias frecuentes disminuyen este efecto, la inclinación escogida es relativamente pronunciada pero, salvo las estaciones de primavera y otoño, esta localización se caracteriza por su sequedad.

De este modo, acudiendo a la bibliografía^[2], se observa que un valor razonable de las pérdidas por suciedad podría estimarse en el 1%.

2.1.3.6 PÉRDIDAS POR BAJA INSOLACIÓN

Del mismo modo que las pérdidas por reflexión de la luz solar sobre el panel, "PVGIS" da una estimación media anual de las pérdidas debidas a la baja irradiancia local y a las elevadas temperaturas en conjunto. Para el presente caso, han sido estimadas en un 11,1%. Asumiendo que su valor se mantiene constante en todo mes del año, para averiguar la componente de las pérdidas que se debe exclusivamente a la baja irradiancia basta con restar a dicho porcentaje el término de pérdidas por temperatura, cuyo valor puede calcularse mediante el factor " k_T " (el valor de ésta resultará de restar a la unidad el valor del citado factor).

La "Tabla 7" recoge los valores de las mencionadas pérdidas por baja irradiancia en función del mes, asimismo el desglose de éstas posibilitará analizar el rendimiento de referencia en función de la temperatura de las celdas fotovoltaicas " Y_T "^[3], tal y como se verá en una sección ulterior.

Mes	Pérdidas por Baja Irradiancia y Elevada Temperatura	Factor kT	Pérdidas por Elevada Temperatura	Pérdidas por Baja Insolación
Enero	0,111	1,0061	-0,0061	0,1171
Febrero	0,111	1,0084	-0,0084	0,1194
Marzo	0,111	0,9950	0,0050	0,1060
Abril	0,111	0,9869	0,0131	0,0979
Mayo	0,111	0,9769	0,0231	0,0879
Junio	0,111	0,9607	0,0393	0,0717
Julio	0,111	0,9456	0,0544	0,0566
Agosto	0,111	0,9418	0,0582	0,0528
Septiembre	0,111	0,9587	0,0413	0,0697
Octubre	0,111	0,9708	0,0292	0,0818
Noviembre	0,111	0,9951	0,0049	0,1061
Diciembre	0,111	1,0073	-0,0073	0,1183

Tabla 7. “Cálculo de las pérdidas por baja insolación”. Los resultados están expresados en tanto por uno.

Se observa que en los meses de enero febrero y diciembre, en tanto que la temperatura de operación de las celdas fotovoltaicas es menor que la temperatura “STC”, las pérdidas por temperatura son negativas. Ello conlleva un aumento de la potencia generada. No obstante, dado que la insolación es menor en estos meses, el incremento de potencia por bajas temperaturas puede suponerse compensado por las pérdidas debidas a la baja insolación, manteniéndose en un valor constante todo el año.

Mediante un sistema de medición puede definirse, al cabo de una serie considerable de años, una base de datos lo suficientemente extensa como para, mediante softwares especializados, definir con precisión los valores medios anuales, mensuales, semanales y/o diarios de diversos parámetros, entre estos la irradiación, y definir las pérdidas asociadas a un bajo valor de ésta^[4].

2.1.3.7 PÉRDIDAS ÓHMICAS

Dado el pequeño tamaño de la instalación fotovoltaica, los cables que conecten los diferentes dispositivos serán de corta longitud, por lo que la caída de tensión en éstos, aún para elevados valores de intensidad de corriente, no supondrá grandes pérdidas energéticas. Otros puntos en que se producen las mayores caídas de tensión dentro del circuito eléctrico, son las agrupaciones de diodos en, por ejemplo, los dispositivos de protección ante corriente inversa (esto es, la corriente que durante las noches tiende a “fluir” de las baterías hacia los módulos fotovoltaicos). Dichas pérdidas han sido estimadas en un 1% ^[5].

2.1.3.8 PÉRDIDAS POR ACUMULACIÓN DE NIEVE

Las nevadas en esta localización no son habituales, por lo que no se considerarán pérdidas de esta naturaleza.

2.1.3.9 PÉRDIDAS POR DESACOPLE ENTRE DIFERENTES RAMAS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

La intensidad de una rama de módulos fotovoltaicos conectados en serie queda determinada por aquel módulo que, debido a condiciones adversas (sombreado del área de captación, fallo interno, etc.), genera la corriente eléctrica de menor valor, lo cual implica una potencia generada menor.

Para el caso en cuestión se ha estimado un valor de dichas pérdidas del 1%.

2.1.3.10 PÉRDIDAS EN EL CONTROLADOR DE CARGA CON SEGUIMIENTO DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA

A pesar de no haber sido definido todavía el concepto de “controlador de carga con seguimiento del punto de máxima potencia” en el presente estudio, es preciso contar con uno o más dispositivos que regulen las propiedades de la energía eléctrica producida en el campo de captación a fin de cumplir con los requisitos de carga de las baterías y de entrada al inversor.

Aunque dicho elemento no forma parte del campo de captadores propiamente dicho, éste se encarga, entre otras funciones, de que los módulos fotovoltaicos trabajen en el llamado punto de máxima potencia “MPP”, por lo que dichas pérdidas afectan a la producción del generador solar. Se estiman en un 1% dichas pérdidas, las cuales no se engloban dentro del rendimiento de dicho dispositivo.

2.1.3.11 PÉRDIDAS POR DESACOPLE ESPECTRAL

La longitud de onda de la radiación que llega a la Tierra cubre un amplio espectro. El material con el que se fabrican los paneles fotovoltaicos genera la máxima cantidad de energía para un determinado espectro de longitudes de onda o espectro estándar (AM=1,5G), por lo que la energía producida por la irradiación incidente será menor en aquellos casos en que el espectro de longitudes de onda de la radiación incidente difiera del definido como estándar.

A pesar de existir modelos que cuantifican estas pérdidas, su complejidad escapa al alcance del presente proyecto, por lo que éstas se estiman, de acuerdo a la bibliografía^[6], en un 3%.

2.1.4 RENDIMIENTO DEL SISTEMA DE CAPTACIÓN

Una vez definido el conjunto de pérdidas que merman la potencia captada (y producida) por el conjunto de módulos fotovoltaicos, es posible definir, al igual que se definió el rendimiento de referencia para un sistema de captación ideal, el rendimiento real del sistema de captación “ Y_A ” (por su nombre inglés “*array yield*”). Basta con “restar” al rendimiento de referencia las pérdidas de energía estimadas anteriormente.

Para ello se define un parámetro que denominaremos “factor de corrección del generador solar” y denotaremos mediante el símbolo “ k_G ” y que contabiliza las pérdidas no debidas a temperaturas diferentes a la temperatura “STC” calculadas en la sección precedente. Al igual que el factor de corrección “ k_T ” corrigen el valor de la potencia producida, por lo que en este aspecto coinciden con el significado tradicional de rendimiento, no obstante reservaremos el término de rendimiento para los ya citados; rendimiento de referencia, rendimiento del generador solar y, como veremos más adelante, rendimiento final.

Su cálculo no comporta mayor complejidad que la de calcular las pérdidas del generador solar, expresando la “Ecuación 5” el método por el cual obtener su valor, la “Tabla 8” recoge los resultados obtenidos.

$$k_G = \prod (1 - P\acute{e}rdidas_i)$$

Ecuación 5. “Cálculo del factor k_G ”.

Donde el término “ $P\acute{e}rdidas_i$ ” hace referencia a cada tipo de pérdidas que se dan en el generador solar.

Mes	P. Desacople Espectral	Tolerancia del Panel	P. Reflexión	P. Baja Insolación	P. Óhmicas	P. Suciedad	P. Desacople Paneles	P. Seguimiento MPP	kG
Enero				0,883					0,7800
Febrero				0,881					0,7779
Marzo				0,894					0,7898
Abril				0,902					0,7969
Mayo				0,912					0,8058
Junio	0,970	0,984	0,973	0,928	0,980	0,990	0,990	0,990	0,8201
Julio				0,943					0,8335
Agosto				0,947					0,8368
Septiembre				0,930					0,8219
Octubre				0,918					0,8112
Noviembre				0,894					0,7897
Diciembre				0,882					0,7790

Tabla 8. “Factor de corrección del generador solar (k_G)”.

El siguiente paso en el cálculo del rendimiento del generador solar consiste en descontar al rendimiento de referencia, no sólo las pérdidas térmicas, si no el resto de pérdidas, o lo que es equivalente, descontar al rendimiento térmico las pérdidas de captación, tal y como muestra la “Ecuación 6”. La “Tabla 9” reúne los resultados obtenidos.

$$Y_A = Y_T * k_G = Y_R * k_T * k_G$$

Ecuación 6. “Cálculo del rendimiento del generador solar”.

Mes	Yt (h/d)	kG	Ya (h/d)
Enero	3,92	0,7800	3,06
Febrero	4,30	0,7779	3,34
Marzo	5,10	0,7898	4,03
Abril	4,99	0,7969	3,98
Mayo	5,20	0,8058	4,19
Junio	5,26	0,8201	4,32
Julio	5,40	0,8335	4,50
Agosto	5,31	0,8368	4,44
Septiembre	4,82	0,8219	3,96
Octubre	4,40	0,8112	3,57
Noviembre	3,87	0,7897	3,06
Diciembre	3,59	0,7790	2,79

Tabla 9. "Rendimiento del generador solar (Y_A)".

2.2 CONSUMO ENERGÉTICO DE LOS DISPOSITIVOS CONECTADOS A LA VIVIENDA

Hasta ahora han sido definidas, a partir de la base de datos de "PVGIS" y la bibliografía consultada, los parámetros que definirán la producción energética del sistema de captación solar. En este apartado se determinará la demanda energética de los dispositivos conectados a la vivienda.

2.2.1. CONSUMO ESTACIONAL

El consumo energético varía en función del mes, no obstante por mayor simplicidad se ha definido el consumo como constante para todo mes de una misma estación. Los consumos más representativos son los de las estaciones de verano e invierno, cuando el uso de la refrigeración/calefacción es más acusado. En la "Tabla 10" se muestra el consumo diario medio y la potencia de pico para el invierno y en la "Tabla 11" el consumo diario medio y la potencia de pico para el verano. Huelga decir que para estimar la potencia consumida por ciertos dispositivos cuando se hallan en modo espera o "Stand-by", se ha recurrido a la herramienta "On-line" facilitada por la Organización de Consumidores y Usuarios "OCU", cuyos valores, junto con el consumo ininterrumpido del frigorífico, se reúnen en la "Tabla 12".

Es importante indicar que los valores de potencia recogidos en dichas tablas han sido definidos como potencia nominal, sin embargo, para el microondas, el sistema de climatización, el lavavajillas y la lavadora, los valores indicados hacen referencia a la potencia de pico, habiéndose obtenido su consumo de energía en base a los datos facilitados por los fabricantes.

La potencia de pico del sistema de climatización se ha calculado como la máxima potencia térmica que éste es capaz de entregar, según funcione como máquina frigorífica o bomba de calor, dividido entre la eficiencia energética de refrigeración estacional "SEER" cuando trabaja como máquina frigorífica y entre el coeficiente de operación estacional "SCOP" cuando trabaja como bomba de calor. No se ha empleado

el coeficiente de operación “COP” ni la eficiencia energética de refrigeración “EER” pues su valor varía fuertemente con las condiciones de temperatura ambiente, por lo que para un período de funcionamiento tan extenso como una estación, estos coeficientes no ofrecen valores realistas.

El consumo de energía se ha calculado como la potencia eléctrica nominal que consumen los dispositivos conectados a la instalación fotovoltaica multiplicada por el número de horas de funcionamiento (ver “Ecuación 7”). Las características de la unidad climatizadora empleada se resumen en la “Tabla 13”.

$$E_{AC} = P_{AC} * t_{funcionamiento}$$

Ecuación 7. “Cálculo de la energía entregada a los consumos”.

Tipo de Consumo	Dispositivo	Potencia Nominal (W)	Tiempo de Uso (h/d)	Energía Diaria Consumida "AC" (Wh/d)	Porcentaje Consumo Total (%)
Electrodomésticos	Televisor LG 32"	36	6	216	32%
	Reproductor DVD	25	2	38	
	Torre PC	285	4	1140	
	Monitor PC	35	4	140	
	Altavoces Logitech PC	2	4	9	
	Microondas	800	0,25	200	
	Horno Eléctrico Fagor	1900	1	1900	
	Lavadora	1800	1,25	475	
	Lavavajillas AEG A+++	2000	1	660	
	Consumos Permanentes	78	24	1805	
Calefacción	Bomba de Calor	2372	6	11163	55%
Iluminación	8xBombilla Incandescente E27 Bajo Consumo	208	8	1664	13%
	4xBombilla LED E27	60	5	300	
	3xBombilla LED E27	18	4	72	
	2xTubo Fluorescente 90cm	72	8	576	
	Total	9691	-	20357	

Tabla 10. “Consumo energético diario y potencia de pico en invierno”.

Tipo de Consumo	Dispositivo	Potencia de Nominal (W)	Tiempo de Uso (h/d)	Energía Diaria Consumida "AC" (Wh/d)	Porcentaje Consumo Total (%)
Electrodomésticos	Televisor LG 32"	36	6	216	42%
	Reproductor DVD	25	2	38	
	Torre PC	285	4	1140	
	Monitor PC	35	4	140	
	Altavoces Logitech PC	2	4	9	
	Microondas	800	0,25	200	
	Horno Eléctrico Fagor	1900	1	1900	
	Lavadora	1800	1,25	475	
	Lavavajillas AEG A+++	2000	1	660	
	"Stand-by" + Frigorífico A+	78	-	1805	
Refrigeración	Aire Acondicionado	1227	6	6455	41%
Iluminación	8xBombilla Incandescente E27 Bajo Consumo	208	8	1664	17%
	4xBombilla LED E27	60	5	300	
	3xBombilla LED E27	18	4	72	
	2xTubo Fluorescente 90cm	72	8	576	
	Total	8547	-	15649	

Tabla 11. “Consumo energético diario y potencia de pico en verano”.

Tipo de Consumo	Dispositivo	Potencia "Stand-by" (W)	Tiempo de Espera (h/d)	Energía Diaria Consumida "AC" (Wh/d)
Electrodomésticos	Televisor LG 32"	1	18	9
	Teléfono Inalámbrico	4	24	96
	Torre PC	4	20	80
	Monitor PC	4	20	80
	Módem Wi-fi	18	24	432
	Reproductor DVD	4	22,5	90
	Altavoces Logitech	2	20	46
	Microondas	4	23,75	95
	Frigorífico Beko A+	37	24	877
Total		78	-	1805

Tabla 12. "Consumo energético diario de los dispositivos en "Stand-by" y de los consumos permanentes".

Unidad Climatizadora Power Inverter PCZS-71VKA Mitsubishi Electric		
Bomba de Calor	Potencia Térmica Nominal (kW)	7,1
	Potencia Térmica Mínima (kW)	3,3
	Potencia Térmica Máxima (kW)	8,1
	SEER	6,6
Máquina Frigorífica	Potencia Térmica Nominal (kW)	8,0
	Potencia Térmica Mínima (kW)	3,5
	Potencia Térmica Máxima (kW)	10,2
	SCOP	4,3

Tabla 13. "Parámetros de la unidad climatizadora".

Se observa que la potencia de pico así como la energía diaria consumida durante el invierno es superior a la consumida en verano, por lo que el sistema de captación se dimensionará para satisfacer la demanda energética de los consumos en invierno. No obstante, previo al diseño del sistema de captación ha de diseñarse el sistema de acumulación, pues sus requerimientos de energía difieren de los calculados para los dispositivos de corriente alterna de la instalación, aunque su valor depende del consumo de estos.

2.3 SISTEMA DE ACUMULACIÓN

Es indispensable para toda instalación fotovoltaica aislada de red contar con una fuente de alimentación capaz de suministrar la energía eléctrica requerida por los consumos en aquellos períodos en que el generador solar no se halla en funcionamiento; debido a la climatología adversa, una posible rotura, durante la noche, o en aquellos períodos en que la producción solar no es suficiente para cubrir, por sí sola, la totalidad de la demanda. Asimismo, durante aquellos períodos en que la potencia generada supera a la potencia consumida, de no existir un sistema capaz de almacenar dicho excedente de potencia/energía se desaprovecharía una buena parte de la producción eléctrica. Por lo que la finalidad de la bancada de baterías es doble; almacenar la energía eléctrica generada por los módulos fotovoltaicos en aquellos períodos en que la producción supera al consumo, y "liberar" esta energía en los períodos de menor, o nula producción.

Es objeto del presente apartado el dimensionar la capacidad del sistema de acumulación en función del consumo diario de energía en el lado de corriente alterna “AC” de la instalación, de los días de autonomía y de la profundidad de descarga admitida. A tal efecto se introducirán, en sucesivas secciones, una serie de conceptos relativos al funcionamiento de dichas baterías, así como el tipo de batería escogido para conformar el sistema de acumulación.

2.3.1 ESTADO DE CARGA. PROFUNDIDAD DE DESCARGA

El estado de carga “SOC” de una batería medido en porcentaje, indica la cantidad de energía o carga que conserva la batería. La profundidad de descarga “t_z” es un término complementario al estado de carga, por lo que su valor, expresado en porcentaje, indica la cantidad de energía o carga que ha entregado la batería o que necesita para completar su carga. Un estado de carga del 100% indica que la batería se halla completamente cargada; una profundidad de descarga del 100% indica que la batería se halla completamente descargada.

2.3.2 EFICIENCIA EN “AMPERIOS-HORA” O FACTOR DE CARGA

El factor de carga de las baterías, también llamado “eficiencia en amperios-hora”, asume un valor siempre menor que la unidad y representa el porcentaje de la energía suministrada a las baterías empleado exclusivamente en la carga de las baterías; el porcentaje restante se emplea en posibilitar las reacciones químicas que acontecen en el interior de ésta. Sin embargo, su cálculo supone una ardua tarea, pues dicha eficiencia varía en función de la carga entregada “Q_E”, por ello a cada instante, durante su descarga, el valor de dicho factor variará. Su valor se determina como el cociente entre la carga entregada durante el proceso de descarga “Q_E” y la carga necesaria para completar la carga de la batería “Q_C”, tal y como muestra la “Ecuación 7”. Asume valores más próximos a la unidad para profundidades de descarga mayores.

$$\eta_{Ah} = \frac{Q_E}{Q_C}$$

Ecuación 7. “Cálculo del factor de carga”.

Por todo lo anterior se estimará que dicha eficiencia es del 90%, valor que coincide con una profundidad de descarga comprendida entre el 50% y el 25% para baterías de plomo-ácido [Heinrich Haberlin, 2012].

2.3.3 VIDA ÚTIL DE UNA BATERÍA

La vida útil de una batería depende, fuertemente, de la profundidad de descarga para la que es diseñado el sistema de acumulación. Cuanto más se descarga la batería menor es el número de ciclos “carga-descarga” que ésta puede realizar durante su vida útil.

Asimismo, la vida útil de las baterías se ve mermada si la tensión que éstas presentan tras descargarse es inferior a la denominada “tensión de fin de descarga”, cuyo valor viene indicado por el fabricante en la ficha técnica del producto. Lo mismo sucede si la tensión durante el proceso de carga excede a la denominada “tensión de emisión de gases”, en cuyo caso se desprenden gases inflamables desde los electrolitos de las baterías. El valor de ésta también viene indicado por el fabricante.

Además, valores de temperatura elevados reducirán de igual modo la vida útil de la batería. Normalmente la vida útil de la batería se define para una temperatura de 20°C.

A fin de evitar dicha disminución de la vida útil de la batería debe seleccionarse una profundidad de descarga adecuada, así como contar con un sistema de protección frente a descargas profundas, frente a sobrecargas y sobretemperaturas del sistema de acumulación.

2.3.4 AUTODESCARGA Y TENSIÓN DE FLOTACIÓN

Cuando una batería se halla completamente cargada y no se encuentra en operación (se dice que se hallan en “flotación”), la carga que ésta almacena tiende a “escapar”. A dicho fenómeno se le conoce como autodescarga y su valor suele indicarse como un porcentaje de su potencia nominal al mes. Para contrarrestar dicho efecto, es preciso suministrar un cierto valor de tensión a las baterías mientras éstas se hallen en dicho período de flotación, cuyo valor también es facilitado por el fabricante.

2.3.5 ETAPAS DE CARGA DE UNA BATERÍA

La carga de una batería se realiza, normalmente, en tres etapas, que se describirán a continuación:

- Durante la primera etapa o “*bulk charge*”, se realiza una carga rápida de la batería, en la que se suministra el máximo valor de intensidad posible de forma constante al tiempo que el voltaje en las baterías aumenta rápidamente. Cuando dicha etapa finaliza las baterías suelen encontrarse en un estado de carga del 80%.
- Una vez alcanzado el máximo valor de tensión que es capaz de soportar la batería sin deteriorarse, este se estabiliza en torno a dicho valor máximo, para lo cual debe disminuir el valor de la intensidad. Esta etapa se conoce como “fase de absorción” (*absorption*) y su duración es mayor.
- Una vez el sistema de acumulación se halla completamente cargado, se dice ha alcanzado la fase de flotación (*float*), anteriormente descrita, en la que el voltaje e intensidad disminuyen ligeramente y se mantienen constantes.
- En ocasiones el controlador de carga posibilita una cuarta etapa llamada “*equalización*” (*equalization*). Ésta puede entenderse como una etapa de mantenimiento en que, mediante la sobrecarga de la batería, se elimina la sulfatación que ésta haya podido sufrir (baterías de plomo-ácido). Sólo puede aplicarse en baterías que permitan un rápido alivio de la formación de gases, no puede emplearse, por tanto, en baterías “AGM” y de gel.

La “Figura 3”, muestra un gráfico donde se representan el valor de la tensión de la batería, la intensidad de carga y el estado de carga, y que ilustra el proceso descrito para una batería comercial.

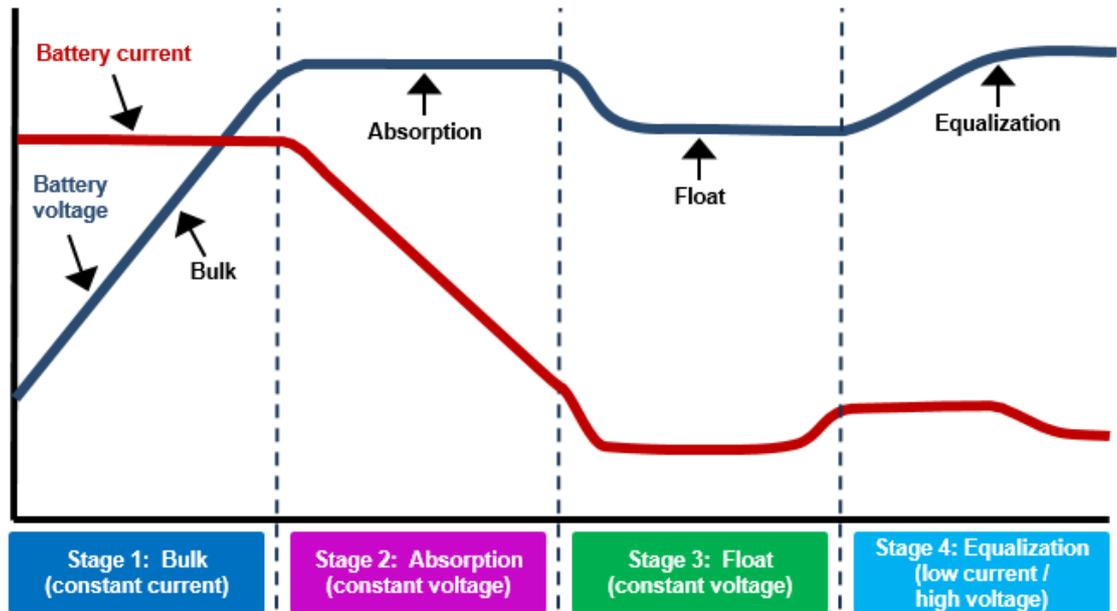


Figura 3. “Proceso de carga de una batería OPzS; cortesía de “Soleme 3.0, Soluciones Energéticas””.

Es preciso indicar que el dispositivo encargado de ajustar las intensidades y voltajes de la corriente entregada a las baterías es el controlador de carga “MPPT”.

2.3.6 TECNOLOGÍA SELECCIONADA. BATERÍAS ESTACIONARIAS “OPZS” DE PLOMO-ÁCIDO

Existen diversos tipos de baterías en función de la tecnología y de los reactivos empleados. En el presente estudio se obviará la exposición de dichas tecnologías, pues ello escapa al alcance del proyecto, simplemente se indicará que, debido a la larga vida útil y al elevado valor de capacidad que ofrecen se emplearán baterías estacionarias “OPzS” de plomo-ácido, concretamente las baterías “OPzS Solar” del fabricante “Victron”, cuyas especificaciones técnicas se detallan en la “Tabla 14”, facilitada por el mismo fabricante.

Tipo OPzS	OPzS Solar 910	OPzS Solar 1210	OPzS Solar 1520	OPzS Solar 1830	OPzS Solar 2280	OPzS Solar 3040	OPzS Solar 3800	OPzS Solar 4560
Capacidad nominal (120 hr / 20°C)	910 Ah	1210 Ah	1520 Ah	1830 Ah	2280 Ah	3040 Ah	3800 Ah	4560 Ah
Capacidad (10 hr / 20°C)	640 Ah	853 Ah	1065 Ah	1278 Ah	1613 Ah	2143 Ah	2675 Ah	3208 Ah
Capacidad 2 / 5 / 10 horas (% de capacidad de 10 hr.)	60 / 85 / 100 / 120 / 150 (@ 68°F/20°C, final de descarga 1,8 voltios por celda)							
Capacidad 20 / 24 / 48 / 72 horas (% de capacidad de 120 hr.)	77 / 80 / 89 / 95 (@ 68°F/20°C, final de descarga 1,8 voltios por celda)							
Capacity 100 / 120 / 240 hours (% de capacidad de 120 hr.)	99 / 100 / 104 (@ 68°F/20°C, final de descarga 1,8 voltios por celda)							
Autodescarga @ 70°F/20°C	3% mensual							
Tensión de absorción (V) @ 70°F/20°C	2,35 a 2,50 V/celda (28,2 a 30,0 V para una batería de 24 voltios)							
Tensión de flotación (V) @ 70°F/20°C	2,23 a 2,30 V/celda (26,8 a 27,6 V para una batería de 24 voltios)							
Tensión de almacenamiento (V) @ 70°F/20°C	2,18 a 2,22 V/celda (26,2 a 26,6 V para una batería de 24 voltios)							
Vida útil en flotación (V) @ 70°F/20°C	20 años							
Cantidad de ciclos @ 80% de descarga	1500							
Cantidad de ciclos @ 50% de descarga	2500							
Cantidad de ciclos @ 30% de descarga	4000							
Dimensiones (al x an x p en mm.)	145 x 206 x 711	210 x 191 x 711	210 x 233 x 711	210 x 275 x 711	210 x 275 x 861	212 x 397 x 837	212 x 487 x 837	212 x 576 x 837
Dimensiones (al x an x p en pulgadas.)	5,7 x 8,1 x 28	8,3 x 7,5 x 28	8,3 x 9,2 x 28	8,3 x 10,8 x 28	8,3 x 10,8 x 33,9	8,4 x 15,6 x 32,9	8,4 x 19,2 x 32,9	8,4 x 22,7 x 32,9
Peso sin ácido (kg. / libras)	35 / 77	46 / 101	57 / 126	66 / 146	88 / 194	115 / 254	145 / 320	170 / 375
Peso con ácido (kg. / libras)	50 / 110	65 / 143	80 / 177	93 / 205	119 / 262	160 / 253	200 / 441	240 / 530

Tabla 14. “Especificaciones técnicas de la gama de baterías “OPzS Solar” de Victron”.

Los valores de las tensiones definidas en las secciones precedentes se reúnen en la “Tabla 15”.

Tensión Final de Descarga (V)	Tensión de Absorción (V)	Tensión de Flotación (V)
43,20	56,40	60,00
		53,52
		55,20

Tabla 15. “Tensiones admisibles en la operación de las baterías seleccionadas”.

2.3.7 CAPACIDAD DEL SISTEMA DE ACUMULACIÓN Y POTENCIA DE PICO DEL SISTEMA DE CAPTACIÓN SOLAR

Una vez definidos los parámetros que determinan el funcionamiento de las baterías, así como seleccionado el tipo de tecnología de baterías que se empleará en la instalación fotovoltaica, se procederá al dimensionamiento del sistema de acumulación.

En el apartado “2.4” fue definida la energía diaria que debía ser entregada por el inversor a los consumos de corriente alterna de la instalación. Sin embargo, la energía diaria que debe entregarse al inversor para satisfacer dicha demanda, bien sea, desde el sistema de captación solar, desde el sistema de acumulación o desde ambos, debe ser superior al consumo de energía en el lado de alterna, pues van a producirse pérdidas en la conversión de corriente continua a corriente alterna. Por ello, la capacidad de la bancada de baterías debe dimensionarse para ser capaz de entregar la cantidad de energía diaria demandada por el inversor “ E_{inv} ”, la cual puede calcularse mediante la “Ecuación 8”.

$$E_{inv} = \frac{E_{AC}}{\eta_{inversor}}$$

Ecuación 8. “Cálculo de la energía diaria demandada por el inversor”.

Se observa que el rendimiento del inversor es un parámetro aún no determinado, no obstante, tras analizar una serie de inversores comerciales y consultar la bibliografía, su valor puede ser estimado en un 90%, con lo que se obtiene, para los meses de invierno, una demanda energética diaria $E_{inv} = 22619\text{Wh}$. A pesar de que muchos fabricantes indican en sus productos un rendimiento máximo superior al 90%, cabe incidir en que se trata de un valor máximo que se da para unas condiciones de carga específicas, en las que rara vez opera el sistema.

Una vez definida la energía que debe entregarse al inversor desde el lado de corriente continua de la instalación deben considerarse los siguientes condicionantes:

- Puede darse el caso en que la producción solar sea nula durante un período de tiempo determinado. En la región sobre la que se realiza el estudio, dichos períodos de improductividad son escasos y no muy extensos, habitualmente horas y excepcionalmente de unos pocos días. Estos se concentran, normalmente, en la época de lluvias; en primavera y sobre todo en otoño. Si se pretende mantener el suministro de energía durante dichos períodos, la capacidad de la batería debe dimensionarse para dar cobertura a la demanda energética mientras la producción fotovoltaica sea nula.
- Por otro lado la cantidad de energía o carga que entregará el sistema de acumulación depende de la profundidad de descarga máxima de diseño y de la capacidad nominal de las baterías. Dicha cantidad de carga se denomina capacidad útil de la batería " C_U " y debe ser igual o superior al consumo de carga durante el período de producción solar nula.
- Asimismo debe señalarse que el valor de la capacidad de las baterías se define para un tiempo concreto de descarga, siendo mayor dicha capacidad cuanto mayor es el tiempo en que se produce su descarga. La intensidad de corriente entregada por las baterías es inversamente proporcional a dicho tiempo de descarga.
- Por último, dado que la capacidad de las baterías " C " se mide en amperios-hora (Ah), se realizará el dimensionamiento del sistema de acumulación expresando los valores de consumo energético en amperios-hora.

Aplicando el último condicionante de los anteriormente expuestos, el valor de la energía que debe suministrarse al inversor " E_{inv} ", expresado en unidades de carga " Q_{inv} ", puede calcularse mediante la "Ecuación 9", obteniéndose un valor de 472Ah.

El primer y segundo condicionante introducen dos parámetros en el cálculo de la capacidad de las baterías; el número de días de autonomía " n_A " y la profundidad de descarga admisible " t_z ". Su influencia en el cálculo de la capacidad de la bancada de baterías puede observarse en la "Ecuación 10", que muestra el cálculo de la capacidad

mínima requerida “C” del sistema de acumulación. La “Ecuación 11” muestra el cálculo de la capacidad útil mínima “C_U” de las baterías.

$$Q_{inv} = \frac{E_{inv}}{V_N}$$

Ecuación 9. “V_N” hace referencia a la tensión nominal de la bancada de baterías; “Q_{inv}” es la cantidad de carga que es preciso suministrar diariamente al inversor”.

$$C = \frac{Q_{inv} * n_A}{t_Z}$$

Ecuación 10. “Cálculo de la capacidad mínima del sistema de acumulación”.

$$C_U = C * t_Z = Q_{inv} * n_A$$

Ecuación 11. “Cálculo de la capacidad útil mínima del sistema de acumulación”.

En la “Tabla 16” se muestran los valores mínimos de capacidad del sistema de acumulación en función del período de autonomía y de la profundidad de descarga, calculados mediante la “Ecuación 10”, así como el consumo total de carga “Q” por parte del inversor, cuyo valor coincide con el de la capacidad útil mínima del sistema de acumulación calculado mediante la “Ecuación 11”.

No obstante, los valores de capacidad expresados en dicha tabla, de acuerdo al tercer condicionante de la lista, están expresados para un período de descarga o autonomía de 1, 2 y 3 días, por lo que la capacidad nominal del sistema de acumulación debe ser superior, una vez expresada ésta en función del período de descarga de diseño, a la capacidad mínima calculada para el respectivo período de autonomía (ver “Tabla 16”). A tal fin, el fabricante de las baterías que hemos seleccionado para conformar el sistema de acumulación, facilita el porcentaje de la capacidad nominal de las baterías que corresponde al valor de la capacidad de las mismas para diversos períodos de descarga. En el presente caso se ha definido la capacidad nominal para un período de descarga de 120 horas “C₁₂₀”, mientras que el valor de la capacidad para períodos de descarga de 1, 2 o 3 días expresados como porcentaje de la capacidad nominal, pueden leerse en la “Tabla 14”, y son, respectivamente, un 80%, un 89% y un 95%. Dicha condición queda sintetizada en la “Ecuación 12”, donde el parámetro “k” hace referencia a dichos porcentajes.

Período de Autonomía "n _A " (Días)		1	2	3
Consumo de Carga "Q" (Ah)		472	944	1416
		Capacidad del Sistema de Acumulación "C" (Ah)		
Profundidad de Descarga "t _Z "	0,30	1573	3147	4720
	0,50	944	1888	2832
	0,80	590	1180	1770

Tabla 16. “Capacidad mínima del sistema de acumulación”.

$$C_n = C_{120} * k; C_{120} \geq \frac{C_n}{k}$$

Ecuación 12. "Cálculo de la capacidad de las baterías comerciales disponibles". El parámetro "C_n" hace referencia a la capacidad mínima requerida para un período de autonomía/descarga de "n" días.

En la "Tabla 17" se reúnen los valores de la capacidad nominal mínima que debe presentar el sistema de acumulación.

Período de Autonomía "n _A " (Días)		1	2	3
Porcentaje "k" Respecto a la "C ₁₂₀ "		0,80	0,89	0,95
		Capacidad Nominal del Sistema de Acumulación "C ₁₂₀ " (Ah)		
Profundidad de Descarga "t _z "	0,30	1967	3536	4968
	0,50	1180	2121	2981
	0,80	738	1326	1863

Tabla 17. "Capacidad nominal mínima del sistema de acumulación".

En la "Tabla 18" se sustituyen los valores de capacidad nominal calculados y expuestos en la "Tabla 17" por los valores de capacidad inmediatamente superiores de las baterías disponibles y mostradas en la "Tabla 14". Para el caso de 3 días de autonomía y una profundidad de descarga del 30%, el fabricante en cuestión no dispone de un modelo de baterías tan grande.

Período de Autonomía "n _A " (Días)		1	2	3
		Capacidad Nominal Comercial de Sistema de Acumulación "C ₁₂₀ " (Ah)		
Profundidad de Descarga "t _z "	0,30	2280	4560	4560
	0,50	1210	2280	3040
	0,80	910	1520	2280

Tabla 18. "Capacidad nominal comercial del sistema de acumulación".

A la hora de determinar la profundidad de descarga que va a permitir optimizar la vida útil del sistema de acumulación sin sobredimensionar la capacidad del mismo, debe estimarse el número de ciclos de carga-descarga que realizará la bancada de baterías en un año. Asimismo, se descarta el valor de 0,8 para la profundidad de descarga, pues acortaría demasiado la vida útil de las baterías. Para ello se recurrirá a una de las herramientas que ofrece el programa "PVGIS", donde insertando el valor de la capacidad nominal de las baterías, la potencia de pico del campo de módulos fotovoltaicos, el consumo diario de energía, la curva horaria del consumo energético diario estimada, el mínimo estado de carga admisible, la inclinación y orientación de los módulos y la tensión nominal del sistema de acumulación, es capaz de estimar el porcentaje de días en un período de 5 años en que la batería quedará completamente cargada, completamente descargada y el estado de carga de la batería al final de cada hora de consumo.

La potencia de pico del sistema de captación no ha sido calculada todavía pues es preciso conocer, previamente, los rendimientos del inversor, del controlador de carga y el factor de carga de las baterías. El factor de carga de las baterías y el rendimiento del inversor ya han sido definidos, estimándose su valor en un 0,9. El rendimiento del controlador de carga "MPPT", tras examinar diversos modelos comerciales puede estimarse en un 99%.

Mediante la "Ecuación 13" es posible obtener una primera aproximación del valor de la potencia de pico del sistema de captación solar " $P_{FV-pico}$ ", pues dicho valor variará en caso que se quiera diseñar dicho sistema de captación para, en caso de descarga profunda, recargar las baterías en un período de " n_R " días. Con todo se obtiene una potencia de pico de 9100Wp para el mes en que el rendimiento del sistema de captación es menor, esto es, diciembre. Como dato anecdótico indicar que para el mes de julio, en que el consumo es menor y el rendimiento del sistema de captación solar es mayor, aún manteniendo la inclinación óptima de los paneles fotovoltaicos para el invierno, se obtiene que la potencia de pico necesaria es de tan solo 4337Wp.

Introduciendo en "PVGIS" los valores de los parámetros previamente mencionados, y variando los valores de la profundidad de descarga y de la capacidad nominal de las baterías de acuerdo a los valores mostrados en la "Tabla 18", se obtienen, entre otros parámetros, el porcentaje de días en que la batería se descarga hasta el límite impuesto por la profundidad de descarga definida, huelga destacar, que dichos resultados son meramente orientativos, pues "PVGIS" no permite introducir los rendimientos de los diferentes sistemas y dispositivos que conforman la instalación fotovoltaica.

$$P_{FV-pico} = \frac{E_{inv}}{\eta_{Ah} * \eta_{inv} * \eta_{MPPT} * Y_A}; E_{FV} = P_{FV-pico} * Y_A$$

Ecuación 13. "Cálculo de la potencia de pico del sistema de captación solar y de la energía generada por éste".

De los resultados obtenidos se deduce que con un sistema de baterías de 1210Ah al que se le permita descargarse hasta un 50% de su capacidad nominal es más que suficiente para garantizar el correcto abastecimiento de los consumo al mismo tiempo que se consigue alargar su vida útil hasta los casi 20 años que el fabricante indica para un estado de flotación, pues el número de ciclos completos de carga y descarga que realiza en el período de 5 años simulado por "PVGIS" es de 74 ciclos, mientras que el número de ciclos que corresponde a una profundidad de descarga del 50% en toda la vida útil de las baterías es de 2500, por lo que en toda la vida útil del sistema de acumulación no se estará cerca siquiera de alcanzar tal valor. Si bien, aunque no se alcance el 50% del estado de carga del sistema de baterías, la profundidad de descarga alcanzada en diferentes días variará entre el 50% y el 0%, valores de descarga a los que corresponde un cierto número de ciclos de carga/descarga y que también contribuyen a mermar la vida útil de la batería. No obstante se escogerá dicho valor de la capacidad nominal de las baterías, que corresponde con un día de autonomía de funcionamiento.

Cabe señalar que con un sistema de almacenamiento de tal capacidad, en los meses de mayor producción gran parte de la energía producida por el generador solar no puede ser almacenada. Sin embargo, en tanto que el consumo en verano es un 25% inferior al consumo en invierno y la producción es hasta un 62% superior en julio respecto a diciembre, a la energía desaprovechada por imposibilidad de almacenamiento tampoco podría dársele uso alguno.

2.3.8 TENSIÓN NOMINAL DEL SISTEMA DE ACUMULACIÓN. ASOCIACIÓN DE “VASOS”

La capacidad descrita anteriormente corresponde a un vaso de 2V de tensión nominal, siendo la tensión nominal del sistema de acumulación de 48V. Dicho valor de tensión permite que la corriente de carga y/o descarga asuma valores menores que sistemas de acumulación de 24V o 12V, que son habituales en este tipo de instalaciones, con lo que las corrientes de defecto que puedan darse o las pérdidas por efecto Joule serán menores. Además reduce las pérdidas que se generan en los inversores, es decir, los inversores presentan un mayor rendimiento cuando la tensión nominal de la corriente de descarga de las baterías es de 48V que cuando los acumuladores son de 24V o 12V. Por ello será preciso asociar en serie, de acuerdo con la “Ecuación 14”, 24 vasos.

$$V_{serie} = n_{serie} * V$$

Ecuación 14. “ n_{serie} ” hace referencia al número de vasos conectados en serie y “ V ” a la tensión de cada uno de ellos.

Al asociar en serie un conjunto de baterías su tensión aumenta, como ya se ha visto, su capacidad se mantiene constante y su resistencia interna se suma.

El efecto de dichas resistencias es el de disminuir la tensión proporcionada por las baterías, si bien su valor es de unos pocos miliohmios y su efecto es compensado por el inversor/cargador y/o el regulador de carga. Dicho efecto se acentúa con la temperatura, pero en tanto que la temperatura media anual es inferior a la temperatura “STC” éste tampoco será considerado.

2.3.9 NÚMERO MÍNIMO DE PANELES FOTOVOLTAICOS

Conocida la potencia de pico del sistema de captación solar (9100Wp) y de los paneles fotovoltaicos escogidos (320Wp), para obtener el número mínimo de paneles que se requieren para alcanzar la potencia de pico definida, basta con dividir ésta entre la potencia de pico de los paneles, obteniéndose un total de 29 paneles que ofrecen una potencia de pico total de 9280Wp.

2.4 CONVERSIÓN ELECTRÓNICA DE POTENCIA

Hasta ahora ha sido definida la parte de la instalación fotovoltaica encargada de convertir la radiación solar en energía eléctrica y su almacenamiento cuando ésta supera al consumo. Es objeto del presente apartado el definir la parte de la instalación encargada de tratar dicha corriente eléctrica de modo que pueda ser aprovechada por los consumos. Para ello se hará uso de los llamados controladores (o reguladores) de carga con seguimiento del punto de máxima potencia “MPPT”, del inversor autónomo y, para el caso en que se precise el uso de un sistema de generación auxiliar de energía, de los cargadores de baterías, que son en esencia, dispositivos rectificadores de corriente.

2.4.1 CONTROLADOR DE CARGA SOLAR CON SEGUIMIENTO DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA

El controlador de carga “MPPT” es un tipo especial de convertidor “DC-DC” que se caracteriza por mantener la producción del generador solar en el punto de máxima potencia “MPP”. Para ello, dichos controladores tratan de seleccionar el voltaje e intensidad de los paneles fotovoltaicos, en función de las condiciones de trabajo, que permitan producir la mayor potencia posible. Se emplean, además para adaptar las propiedades de la corriente eléctrica de salida a los requisitos de los consumos, entre ellos la carga de baterías. Asimismo, algunos modelos integran protecciones frente a una serie de fenómenos, tales como la corriente de retorno, la “descarga total” (“deep-discharge”) o la sobrecarga de las baterías entre otros, y que se analizarán en el capítulo dedicado a las protecciones de la instalación.

El empleo de este tipo de controladores, se dice, puede incrementar la productividad de la instalación entre un 15% y un 30%, si bien el coste de este tipo de controladores es más elevado y presenta problemas de compatibilidad con otros dispositivos electrónicos [Haberlin, 2012], por lo que se instalarán alejados de la vivienda a fin de evitar interferencias electromagnéticas entre dichos controladores y los dispositivos electrónicos de ésta.

Para el desarrollo del presente estudio se propuso un valor de partida de 48V para la tensión nominal de las baterías, pues a mayor valor de tensión el rendimiento a la hora de modificar la corriente eléctrica suele ser superior. Por ello el rango de tensiones de salida del controlador de carga debe ser tal que contemple dicho valor.

Asimismo interesa, desde un punto de vista logístico, escoger un controlador “MPPT” que permita la mayor conexión de paneles fotovoltaicos a su entrada, esto es, que permita conectar la mayor potencia de entrada posible. De lo contrario será necesario contar con un mayor número de controladores, a los que se conectará un número de paneles tal que su potencia de salida se encuentre dentro del rango de potencia admisible por dicho controlador, lo cual resulta en un mayor coste económico y una mayor complejidad del sistema. En el presente caso, la potencia de pico del sistema de captación es de 9280Wp.

Otro de los factores a tener en cuenta a la hora de determinar la configuración de conexión de los módulos fotovoltaicos, es el rango de tensiones e intensidades de

entrada admisibles por dicho controlador, pues de estos dependerá cuantos módulos pueden conectarse en serie y cuantas ramas pueden asociarse en paralelo. Otra forma de proceder consiste en diseñar primero el sistema de conexión del campo de captación solar y, en base a los valores máximos de tensión e intensidad de la corriente generada en éste, escoger un controlador que pueda gestionar tales valores de dichas variables. Sin embargo, dado que es más restrictiva la condición de encontrar un controlador que se adapte a la configuración del sistema de captación escogida, que diseñar una configuración que se adapte, dentro de unos límites, a las características de entrada de los controladores disponibles en el mercado, en el presente estudio se escogerá, en primer lugar, el controlador de carga "MPPT" y en base a éste se diseñará el modo de conexión del campo de módulos fotovoltaicos.

Se ha visto ya que el número requerido de paneles fotovoltaicos es de 29; del controlador de carga depende de cuántas ramas en paralelo de ellos es posible disponer y cuantos se conectarán en serie dentro de cada rama. Como se verá en la siguiente sección, el tener que adaptar las características de salida de los paneles fotovoltaicos a las características de entrada de dichos controladores, puede llevarnos a tener que incrementar el número de paneles por encima del valor mínimo establecido (29). Asimismo, si se quiere trabajar con un sistema equilibrado conviene que el número de módulos en serie por rama conectada en paralelo sea el mismo, resultando inevitable incrementar el número de paneles en tanto que 29 es un número primo.

2.4.1.1 TENSIÓN DE CIRCUITO ABIERTO DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS Y TENSIÓN MÁXIMA ADMISIBLE POR EL CONTROLADOR "MPPT"

Cuando no existen cargas conectadas a la instalación el campo de captación se dice que se encuentra en circuito abierto, siendo máximo el valor de su tensión. De manera análoga, cuando se halla en cortocircuito es máximo el valor de la intensidad de corriente. Dichos valores de tensión de circuito abierto (" V_{oc} ") e intensidad de cortocircuito (" I_{sc} ") pueden leerse en las fichas técnicas facilitadas por los fabricantes de módulos fotovoltaicos para las condiciones "STC". Asimismo, indican la variación porcentual de dichas variables cuando trabajan fuera del punto "STC", aumentando la intensidad generada con la temperatura de trabajo y disminuyendo la potencia y la tensión. A dichos parámetros suele designárseles las letras griegas "alfa" "beta" y "gamma" respectivamente. En la "Tabla 19" se recogen los valores de dichas variables para cada mes del año en función de las temperaturas diarias medias y de los valores de " α ", " β " y " γ " del módulo seleccionado.

La "Tabla 20" reúne los valores de los parámetros de entrada de una serie de controladores de carga "MPPT" (capaces de cargar bancadas de baterías de 48V). En función de su precio y posibilidades de configuración del sistema de captación, que serán analizadas seguidamente, se escogerá el modelo a implementar en la instalación fotovoltaica.

Mes	Temperatura de Celda (°C)	I _{SC} (T)	V _{OC} (T)	P _{MP} (T)
Enero	23,40	9,41	45,51	321,97
Febrero	22,81	9,41	45,59	322,70
Marzo	26,29	9,43	45,13	318,41
Abril	28,40	9,44	44,85	315,82
Mayo	31,01	9,46	44,50	312,61
Junio	35,22	9,49	43,94	307,42
Julio	39,16	9,51	43,41	302,58
Agosto	40,13	9,52	43,28	301,38
Septiembre	35,74	9,49	43,87	306,78
Octubre	32,60	9,47	44,29	310,65
Noviembre	26,27	9,43	45,13	318,44
Diciembre	23,11	9,41	45,55	322,33

Tabla 19. “Intensidad de cortocircuito, tensión de circuito abierto y potencia en el punto de máxima potencia del panel fotovoltaico en función de la temperatura de operación de la celda fotovoltaica”.

Fabricante	Modelo	U _{Mínima} (V)	U _{OC Máxima} (V)	U _{MPP Máxima} (V)	I _{SC Máxima} (A)	I _{carga Máxima} (A)	P _{FV-pico} (W)	Rendimiento (%)	Precio (€)
Atersa	MPPT-80C	16,00	140,00	112,00	70,00	80,00	5200,00	99,00	767,99
Victron	SmartSolar MPPT 250/100	53,00	250,00	245,00	70,00	100,00	5800,00	99,00	874,23
Schneider	80 600	195,00	600,00	550,00	28,00	80,00	4800,00	96,00	1094,75
Magnum Energy	PT-100	53,00	240,00	187,00	100,00	100,00	6600,00	97,90	1111,00
Morningstar	TS-MPPT-60-600V-48	100,00	600,00	525,00	15,00	60,00	3200,00	99,00	1359,00

Tabla 20. “Selección de controladores MPPT”.

Al rango de tensiones de entrada admisible por el controlador ha de aplicársele un factor de corrección por efecto de la temperatura, que de igual modo a como sucedía con el panel fotovoltaico, tiende a disminuir los valores de ésta cuando la temperatura es superior a los 25°C. No obstante la temperatura diurna media mensual en invierno no supera los 25°C en ningún mes salvo, sí lo hace en los meses de julio y agosto, en que es ligeramente superior (ver “Tabla 5”), y la disminución es de pocos milivoltios, por lo que se desprecia dicho efecto en el presente estudio.

Por otro lado, el valor de la intensidad de la corriente de carga se recomienda que no sea inferior al 5% del valor de la capacidad de la batería expresada en “C₁₀”, y nunca superior al 20%, siendo óptimo un valor del 10% de dicha capacidad. El valor de la capacidad del sistema de acumulación expresado para un período de descarga de 10 horas es de 853Ah, con lo que la corriente de carga óptima se encuentra en torno a los 85,3Ah.

2.4.1.2 SELECCIÓN DEL CONTROLADOR “MPPT” Y CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA DE CAPTACIÓN

En primer lugar se observa que ninguno de los controladores mostrados en la “Tabla 20” es capaz de gestionar, por sí solo, toda la potencia del campo de módulos fotovoltaicos 9280Wp, por lo que resulta necesario conectar en paralelo tantos controladores como sea necesario. Por ello, a la hora de conectar en paralelo una serie de controladores de carga “MPPT”, es preciso declarar a uno de ellos como “maestro” y al resto como “esclavos”. El “maestro” es el que determinará los valores de los parámetros que definen la producción fotovoltaica y la carga de las baterías.

A continuación se detallan los condicionantes que van a restringir las posibles configuraciones del campo de captación solar en función de las tensiones características del campo de captación y el rango de tensiones de entrada admisible por el controlador de carga; de las intensidades características del campo de captación y del rango de intensidades de entrada admisible por dicho controlador; y de la potencia de pico a gestionar:

Al asociar varios paneles fotovoltaicos en serie, la tensión generada por estos se suma. De manera análoga la intensidad de corriente se suma al conectar varios módulos en paralelo. Por ello, el número máximo de paneles que es posible conectar en serie queda limitado por la máxima tensión de circuito abierto admisible por el controlador; el mínimo número de paneles que es posible conectar en serie queda limitado por la tensión mínima del controlador “MPPT”; el máximo número de ramas que es posible conectar en paralelo queda determinado por la máxima intensidad de cortocircuito del campo de captación admisible por el controlador; el número total de paneles que es posible conectar al controlador es limitado por la máxima potencia de entrada admisible por el controlador; el número mínimo de ramas en paralelo viene determinado por el máximo número de paneles en serie por rama y el número mínimo de paneles que cubren el consumo energético del lado de alterna, cuyo valor fue calculado en 29 dando una potencia de pico de 9280Wp.

Se reúne en la “Tabla 21” el número de controladores de cada modelo que se requiere para gestionar la potencia de pico del sistema de captación solar, el número máximo y mínimo de ramas que pueden asociarse en paralelo para el conjunto de controladores necesarios, el número máximo y mínimo de paneles que pueden conectarse en serie dentro de cada rama, así como el mínimo número de módulos que el conjunto de controladores permite asociar para satisfacer la potencia de pico requerida (9280Wp). Para ello se toma como referencia la intensidad de cortocircuito del mes de agosto, por presentar el mayor valor, y para la tensión de circuito abierto, el valor del mes de febrero.

Si se quiere trabajar de forma equilibrada, cada controlador gestionará un mismo número de ramas en paralelo con un mismo número de módulos en serie, de este modo la potencia, intensidad y voltaje será el mismo en cada controlador. Así pues en la “Tabla 22” se muestra el número de ramas en

paralelo y de módulos en serie por rama unidos a cada controlador, de modo tal que se minimice el número total de módulos fotovoltaicos necesarios, se cubra la potencia de pico de 9280Wp y se trabaje de manera equilibrada.

Fabricante	Modelo	Nº Controladores	Nº Máximo Ramas Paralelo por Controlador	Nº Máximo Módulos Serie	Nº Mínimo Módulos Serie	Nº Mínimo Ramas Paralelo
Atersa	MPPT-80C	2	7	3	1	10
Victron	SmartSolar MPPT 250/100	2	7	5	2	6
Schneider	80 600	2	2	13	5	3
Magnum Energy	PT-100	2	10	5	2	6
Morningstar	TS-MPPT-60-600V-48	3	1	13	3	3

Tabla 21. “Límites a la asociación en serie y en paralelo de los módulos FV”.

Fabricante	Modelo	Nº Controladores	Nº Ramas Paralelo por Controlador	Nº Módulos Serie	Nº Módulos por Controlador	Nº Módulos
Atersa	MPPT-80C	2	5	3	15	30
Victron	SmartSolar MPPT 250/100	2	3	5	15	30
Schneider	80 600	2	2	8	16	32
Magnum Energy	PT-100	2	3	5	15	30
Morningstar	TS-MPPT-60-600V-48	3	1	10	10	30

Tabla 22. “Configuración del campo de captación unido a cada controlador”.

Huelga destacar que el número mínimo de ramas en paralelo indicado en la “Tabla 21” hace referencia al mínimo número de ramas en paralelo para la totalidad del campo de captación, por ello su número puede ser superior al máximo número de ramas en paralelo que puede conectarse a cada controlador.

En la “Tabla 22” se solventa este asunto repartiendo las ramas en paralelo entre los diferentes controladores, de modo que no se rebasa el máximo número de ramas que puede unirse a cada uno.

Por otro lado huelga destacar que para el caso del controlador de la casa “Schneider” se ha escogido el modelo de configuración más simétrico posible, pero puede realizarse dicha configuración de modo que se minimice el número total de módulos, aunque uno de los controladores gestionará una mayor potencia: un controlador gestiona 2 ramas en paralelo de 10 módulos en serie y el otro controlador gestiona una única rama de 10 módulos. En tanto que ambos gestionan la misma tensión no se producirán, en principio, circulación de corriente entre controladores, lo que si sucederá es que uno de ellos trabajará con un mayor desgaste que el otro.

A la hora de seleccionar uno u otro controlador se atenderá al precio del mismo, a los parámetros de la corriente de entrada y a la corriente de carga que proporciona: por una parte trabajar con una tensión superior a la tensión nominal de la bancada de baterías supone una disminución del rendimiento de los controladores, que será menor cuanto mayor es dicha tensión de entrada; para lograr una menor tensión de entrada al controlador a la par que se mantiene la potencia gestionada, debe aumentarse la intensidad de entrada, lo cual se traduce en un aumento de la sección de conductor necesario para realizar las conexiones.

Así pues, se empleará el controlador de carga “Atersa MPPT-80C”; por permitir la conexión de un mayor número de ramas en paralelo reduciendo la tensión de trabajo, lo cual se traduce en un mejor rendimiento del controlador de carga, a costa de aumentar la sección de conductor empleado que repercutirá en el coste de la instalación, pero que, tal y como se verá en los presupuestos, supone un porcentaje ínfimo del coste total de la instalación, por presentar un elevado rendimiento, y por su menor coste económico. La corriente máxima de carga que puede gestionar uno solo de estos controladores, es inferior a la corriente de carga óptima (85,3A), no obstante, puesto que la instalación opera con dos controladores en paralelo, la intensidad de carga máxima que puede obtenerse del conjunto de controladores es de 160A, por lo que sí serán capaces de entregar el valor de la corriente de carga óptimo.

La configuración adoptada del sistema de captación ofrece una potencia de pico de 9600Wp (30x320Wp), una intensidad en el punto de máxima potencia en condiciones “STC” de 87A (10x8,70A), y una tensión en condiciones “STC” para dicho punto de trabajo de 110,4V (3x36,8V). En función del rendimiento del campo de captación calculado en la sección “2.3” y del mes en que se realiza el cálculo, se mostrará en la “Tabla 23” la energía diaria producida por dicho campo de captación, calculada de acuerdo a la “Ecuación 13”.

Mes	Y_A (h/d)	Potencia de Pico del Sistema de Captación "P _{FV} " (kW)	Energía Media Diaria Generada "E _{FV} " (kWh/d)
Enero	3,06	9,60	29,38
Febrero	3,34		32,08
Marzo	4,03		38,70
Abril	3,98		38,21
Mayo	4,19		40,20
Junio	4,32		41,45
Julio	4,50		43,20
Agosto	4,44		42,67
Septiembre	3,96		38,05
Octubre	3,57		34,25
Noviembre	3,06		29,35
Diciembre	2,79		26,82

Tabla 23. “Energía media diaria generada”.

2.4.2 INVERSOR AUTÓNOMO

El inversor autónomo realiza las funciones de un inversor tradicional (conversión de corriente continua en alterna) siendo éste alimentado desde un banco de baterías, de ahí el término “autónomo”. A la hora de escoger un inversor autónomo de entre la amplia gama disponible en el mercado, ha de atenderse a las características de los

consumos; esto es, la frecuencia de onda que precisan, así como su tensión y la potencia de pico total instalada.

Existen inversores que integran en un solo dispositivo el controlador de carga “MPPT”, el cargador de baterías y el inversor propiamente dicho. De la gama de inversores “todo en uno” disponible en el mercado, no se ha encontrado ninguno cuya potencia nominal sea suficiente como para gestionar, por sí solo, la potencia de pico del generador solar ni la potencia de pico de los consumo, de hecho, la potencia máxima que pueden gestionar de modo ininterrumpido es inferior a la que pueden gestionar los dispositivos por separado. Si a ello sumamos su elevado coste no resulta rentable su empleo.

Sin embargo, sí puede resultar rentable el empleo de la solución intermedia entre integrar por separado el controlador de carga, inversor y cargador de baterías y disponer de un inversor “todo en uno”. Ésta consiste en disponer, por una parte, del controlador de carga y por otra, de un inversor/cargador, que es en un inversor capaz de cargar un sistema de acumulación mediante una fuente de alimentación de corriente alterna.

En la “Tabla 24” se reúne una selección de inversores/cargadores junto con los valores nominales de sus parámetros característicos y su precio. Huelga decir que de igual modo a como se concluyó con el dimensionamiento de los controladores de carga “MPPT”, en el caso de la inversión de corriente también será preciso el empleo de más de un dispositivo inversor. Huelga decir que la selección realizada corresponde a los inversores/cargadores que admiten la mayor potencia de trabajo y que mejor se ajustan a los parámetros de funcionamiento de la instalación fotovoltaica, de entre todos los inversores consultados.

Asimismo, a título de ejemplo, se expone la comparativa entre el precio de un inversor/cargador y el precio de inversor y cargador por separado; el precio de un inversor autónomo sin función de cargador de la casa “Atersa” de 5000W de potencia tiene un precio de 2686,70€, mientras que un cargador de baterías de la misma casa, para una tensión de 48V y una intensidad de carga de 70A tiene un precio de 1559,50€, lo cual hace un total de 4246,20€, 231,8€ más barato que el inversor/cargador. Si bien, la potencia nominal que gestiona es 1000W inferior y además, desde el punto de vista de la ejecución técnica de la instalación, el uso de un único dispositivo inversor/cargador implica una mayor sencillez tanto de operación como a la hora de realizar las conexiones e integrar las protecciones entre líneas.

No obstante, en el presente trabajo se ha optado por emplear 2 inversores/cargadores en paralelo de la casa “Xantrex” (actualmente absorbida por Schneider Electric), pues sus características son muy similares a la de los otros dos modelos pero en comparación su precio es sustancialmente menor. Asimismo, el inversor/cargador de la casa “Atersa” presenta un rendimiento bastante inferior (7% inferior) y un precio bastante superior.

Inversor Schneider Electric Conext XW+7048			Inversor Xantrex XW6048-230-50			Inversor Atersa BCCR-6000-48		
Inversor	Potencia Nominal Salida (W)	5500	Potencia Nominal Salida (W)	6000	Potencia Nominal Salida (W)	6000		
	Sobrecarga 30 Minutos(W)	7000	Sobrecarga 30 Minutos(W)	-	Sobrecarga 30 Minutos(W)	-		
	Sobrecarga 60s (W)	9500	Sobrecarga Transitoria (W)	12000	Sobrecarga Transitoria (W)	12000		
	Frecuencia de Salida (Hz)	50	Frecuencia de Salida (Hz)	50	Frecuencia de Salida (Hz)	50		
	Tensión de Salida (V _{AC})	230	Tensión de Salida (V _{AC})	230 ± 3%	Tensión de Salida (V _{AC})	230 ± 3%		
	Consumo "Stand-by" (W)	< 7	Consumo "Stand-by" (W)	< 7	Consumo "Stand-by" (W)	20		
	THD (%)	< 5	THD (%)	< 5	THD (%)	< 5		
	Rango Tensión de Entrada (V _{DC})	40-64	Rango Tensión de Entrada (V _{DC})	44-64	Rango Tensión de Entrada (V _{DC})	38-64		
	Intensidad Máxima de Entrada (A)	150	Intensidad Máxima de Entrada (A)	131	Intensidad Máxima de Entrada (A)	131		
Cargador	Intensidad Máxima de Carga (A)	110	Intensidad Máxima de Carga (A)	100	Intensidad Máxima de Carga (A)	70		
	Rango Tensión de Salida (V _{DC})	40-64	Tensión Nominal de Salida (V _{DC})	44-64	Tensión Nominal de Salida (V _{DC})	22-64		
	Capacidad Baterías (Ah)	440 - 10000	Capacidad Baterías (Ah)	-	Capacidad Baterías (Ah)	-		
	Frecuencia de Entrada (Hz)	40 - 68	Frecuencia de Entrada (Hz)	40 - 68	Frecuencia de Entrada (Hz)	45-55		
	Tensión de Entrada (V _{AC})	230 ± 3%	Tensión de Entrada (V _{AC})	156-280	Tensión de Entrada (V _{AC})	180-265		
	Eficiencia Máxima	0,958	Eficiencia Máxima	0,954	Eficiencia Máxima	0,880		
	Precio	3.805,45 €	Precio	3.234,94 €	Precio	4.478,00 €		

Tabla 24. "Parámetros de los inversores/cargadores".

El conjunto de ambos inversores/cargadores permite gestionar una potencia nominal de 12000W y entregar una intensidad de carga máxima de 200A al sistema de acumulación de 48V. Asimismo, de igual modo a como se procedió con los controladores de carga, al asociar en paralelo una serie de inversores es preciso declarar a uno de ellos como "maestro" y a los demás como "esclavos", de modo que el maestro fija los parámetros de funcionamiento del sistema inversor.

Llegados a este punto cabe señalar que el rendimiento de un inversor es máximo para cargas algo inferiores a la potencia nominal del inversor, y disminuyen de forma pronunciada para cargas muy inferiores a la nominal. Por ello, para los meses que no son de invierno, el consumo por parte de los dispositivos de "AC" se verá reducido y con éste el rendimiento del inversor, si bien la producción solar se verá incrementada, con lo que las pérdidas en inversor se verán ampliamente compensadas, tanto por el menor consumo como por la mayor producción energética. Para determinar el rendimiento real en cierto intervalo de tiempo se precisarían herramientas de monitorización que proporcionasen valores de la potencia entregada al inversor y la potencia de salida del mismo, lo cual escapa al alcance del proyecto.

Por último, indicar que la onda entregada por el inversor es de naturaleza monofásica, cuya calidad es comparable a la de la red eléctrica. Dicha corriente monofásica es la más adecuada para instalaciones domésticas, pues a excepción de algunas máquinas eléctricas rotativas, todos los consumos de iluminación, calefacción y electrodomésticos funcionan con dicha corriente monofásica.

2.5 PERÍODO DE RECARGA DEL SISTEMA DE ACUMULACIÓN

Podría haberse dimensionado el sistema de captación para completar la carga de las baterías, en función del estado de carga, en un período determinado de tiempo. No obstante, tal y como se observó en la sección correspondiente al dimensionamiento del sistema de acumulación, éste en un total de 1827 días, sólo quedó descargado hasta un 50% de su capacidad nominal en 74

ocasiones. Por ello el tiempo de recarga del sistema de acumulación no es un factor crítico a la hora de dimensionar el sistema de captación. Por otro lado, en caso que se diese un período demasiado largo sin producción solar puede recurrirse al generador auxiliar para la recarga de las baterías, con lo que evitamos sobredimensionar el sistema de acumulación. Con todo es posible calcular el tiempo que tarda en cargarse el sistema de acumulación en función de la energía diaria disponible para la carga de las baterías, que es la diferencia entre la energía diaria entregada por el controlador de carga “MPPT” y la energía diaria demandada por el inversor, y del estado de carga de las baterías, lo anterior queda descrito en la “Ecuación 15”.

$$t_{recarga} = \frac{C_{120} * U_N * t_Z}{(E_{FV} * \eta_{MPPT} - E_{INV}) * \eta_{Ah}}$$

Ecuación 15. “Tiempo, en días, de recarga de las baterías según la profundidad de descarga”.

El numerador de la expresión anterior hace referencia a la energía que ha entregado la batería, en el denominador el término “ $E_{FV} * \eta_{MPPT}$ ” hace referencia a la energía disponible para la carga de las baterías y el consumo de los dispositivos de alterna. Si a dicha energía “ E_{MPPT} ” le restamos la energía demandada por el inversor “ E_{INV} ”, tendremos la energía disponible para la carga de las baterías, que, según se indicó en la sección correspondiente al dimensionamiento del sistema de acumulación, no es igual a la energía que será acumulada por las baterías, pues se ve afectada por el factor de carga “ η_{Ah} ”.

En la “Tabla 25” se adjuntan los tiempos que toma a la instalación completar la carga de la bancada de baterías en función del mes para una profundidad de descarga del 50%. Para los meses de primavera y otoño en que el consumo energético no ha sido definido por estimarse que es inferior al consumo que pueda presentarse en verano e invierno, se tomará el valor que presenta el consumo para los meses de verano.

El tiempo que tarda en completarse la carga de las baterías tras una descarga del 50% de su capacidad para el período más restrictivo (diciembre), es admisible, pues los episodios en que la producción solar es nula son escasos y rara vez se dará más de un caso en una misma semana.

En el siguiente apartado se dimensionará el generador auxiliar necesario para proveer de energía a la instalación, cuando la energía acumulada en las baterías y la producción solar sean insuficientes para cubrir el consumo, o bien para evitar una descarga profunda de las baterías.

Mes	Energía Media Diaria Entregada por Controlador de Carga "E _{MPPPT} " (kWh/d)	Energía Media Diaria Demandada por Inversor "E _{INV} " (kWh/d)	Tiempo de Recarga (d)
Enero	29,09	22,62	4,5
Febrero	31,76	22,62	3,2
Marzo	38,31	17,39	1,4
Abril	37,82	17,39	1,4
Mayo	39,80	17,39	1,3
Junio	41,03	17,39	1,2
Julio	42,77	17,39	1,1
Agosto	42,24	17,39	1,2
Septiembre	37,67	17,39	1,4
Octubre	33,90	17,39	1,8
Noviembre	29,05	22,62	4,5
Diciembre	26,55	22,62	7,4

Tabla 25. "Tiempo, en días, de recarga de las baterías según la profundidad de descarga y el mes".

2.6 GENERADOR AUXILIAR

En este apartado no se procederá como en apartados anteriores, en que se realizaba una comparativa entre diferentes modelos de un mismo dispositivo para luego seleccionar aquel que mejores prestaciones ofreciese, pues la finalidad de dicho método era la de ilustrar las relaciones entre las variables de dichos dispositivos y los requerimientos de la instalación. Por el contrario, en este apartado, los requerimientos son más laxos y con diversos tipos de generador auxiliar puede cubrirse la falta de energía que pueda darse en un momento dado.

El único criterio desde un punto de vista técnico radica en la compatibilidad que debe presentar el generador auxiliar con el inversor/cargador, es decir, la corriente de entrega del generador debe ser compatible con la corriente admisible por el cargador. Por otro lado debe presentar la opción de arranque mediante señal externa, como la generada por el cargador cuando detecta un nivel bajo de carga en las baterías o un aumento excesivo del consumo.

El generador auxiliar puede dimensionarse para, si llegara a darse el caso en que la producción fotovoltaica fuese nula y el sistema de acumulación se encontrase descargado o fuera de servicio, ser capaz de alimentar por sí solo la instalación. Si se atiende a este criterio, el generador auxiliar debe ser capaz de entregar hasta 9691Wp de potencia máxima. Un generador auxiliar capaz de entregar dicha potencia y que además sea monofásico y cuente con opción de arranque electrónico no sólo es poco común, sino que su precio es muy elevado. Asimismo, el supuesto planteado tiene muy pocas probabilidades de producirse, por lo que contaríamos con un generador muy sobredimensionado.

Una condición más acorde con las características climáticas y de la instalación en cuestión, consiste en dimensionar el generador para, en caso en que las baterías fuesen a descargarse por encima de la profundidad de descarga de diseño (50%), debido a que la producción fotovoltaica es nula o insuficiente para cubrir el consumo energético, el generador auxiliar entrase en funcionamiento a fin de alimentar los consumos y cargar las baterías. En dicho supuesto, los picos de consumo por encima de la potencia que puede entregar el generador auxiliar, serían cubiertos por la energía acumulada en las baterías, al tiempo que el generador auxiliar cubriría la demanda base de la instalación. La potencia nominal del generador auxiliar, en tal caso, debe

dimensionarse para cubrir la energía consumida durante el período en que el generador se mantuviese en funcionamiento a cierto porcentaje de dicha potencia nominal y al mismo tiempo suministrar la energía que precisaría el sistema de acumulación a su entrada para poder entregar a su salida la energía demandada por el inversor. Dicho período de funcionamiento puede estar limitado por la autonomía de la máquina o bien por recomendaciones del fabricante.

Tras la búsqueda efectuada se ha seleccionado un generador monofásico accionado mediante un motor de combustión interna de gasolina de 4 tiempos, de 6000W de potencia continua y potencia máxima de 6500W de la marca "Genergy", modelo "Guardian S6 Sol" de la serie "SGH", específica para aplicaciones solares. Cuenta con protección frente a sobrecargas y cortocircuitos. Su autonomía es de 11,2 horas para un factor de carga del 75%. La tensión de salida de alterna es de 230V a una frecuencia de 50Hz. Asimismo, dispone de un sistema de arranque electrónico, por lo que podrá ser puesto en funcionamiento automáticamente cuando el inversor/cargador detecte un estado de carga demasiado bajo en las baterías y su parada automática cuando se alcance un cierto valor de tensión en éstas. Su precio es de 1644,57€.

Si dicho generador se mantiene operativo durante las 11,2h de autonomía a un factor de carga del 75%, estará entregando una potencia de 4500W y una energía total de 50400Wh. No obstante, no se recomienda su uso por más de 6 horas consecutivas, con lo que trabajando al 100% de carga durante dichas horas, admitiendo que la autonomía de funcionamiento es superior a dicho período máximo de funcionamiento ininterrumpido para tal porcentaje de carga, se genera una energía total de 36000Wh. Durante esas 6 horas, si consideramos el consumo diario de energía como uniforme, se habrá consumido la cuarta parte del total diario, esto es, 5090Wh, por lo que la energía generada que podrá destinarse a la carga de las baterías es de 30910Wh, que supondrá, tras aplicar los rendimientos del cargador y del sistema de acumulación, una energía almacenada de 25037Wh, suficiente para garantizar la demanda diaria de energía no cubierta por el generador auxiliar (15268Wh) y la carga de cierto porcentaje de la capacidad total de las baterías (9769Wh ó 203,52Ah). Tras el período de 6 horas puede intercalarse un período de descanso del generador auxiliar, de una hora como mínimo, tras el cual puede volver a ponerse en funcionamiento. Dividir el funcionamiento del generador en varios intervalos de tiempo en lugar de hacerlo funcionar de manera intensiva durante 6 horas evita acortar la vida útil del generador.

Por otra parte, esclarecer que son varios los motivos por los que se ha decidido contar con un generador de mayor potencia a la mínima necesaria: por un lado, a menor potencia el generador auxiliar debería trabajar un mayor número de horas para abastecer a los consumos, lo que a la larga acorta su vida útil y supone un mayor consumo de combustible, además debería trabajar al 100% de su capacidad lo cual supone una menor autonomía de funcionamiento, pudiendo no ser suficiente para generar la energía demandada; por otra parte, la diferencia de precios entre modelos de menor potencia nominal y la del modelo escogido son poco sustanciales, de unos pocos cientos de euros; por último, una mayor potencia nominal permite, no sólo alimentar los consumos, sino recargar en un mayor porcentaje el sistema de acumulación, con lo que la energía que deba aportar el sistema de captación para completar la carga de las baterías será menor, o visto de otro modo, se realizará en un tiempo menor, pudiendo hacer frente, de manera casi inmediata, a un nuevo episodio de producción solar nula.

CAPÍTULO 3. UBICACIÓN DE DISPOSITIVOS

3.1 OBJETIVO DEL CAPÍTULO

El “Capítulo 3” tiene por objeto diseñar las estructuras soporte del sistema de módulos fotovoltaicos en función de la ubicación escogida, así como la del resto de dispositivos, en base a las recomendaciones de los fabricantes en materia de seguridad y de eficiencia.

3.2 DISEÑO ESTRUCTURAL DEL SISTEMA DE CAPTACIÓN SOLAR

Hasta ahora se ha hablado del número de módulos requerido para satisfacer la potencia de pico a instalar, de su ubicación y de la configuración de las conexiones entre módulos (serie y paralelo) de acuerdo a las especificaciones técnicas de los controladores de carga, sin embargo no se ha especificado cómo han de instalarse, ni las distancias que deben existir entre ellos a fin de evitar el sombreado entre paneles.

El campo de módulos fotovoltaicos se encuentra subdividido en dos campos, de 4 ramas en paralelo de 4 paneles fotovoltaicos en serie por cada rama, conectados a sendos controladores de carga “MPPT”. Estos se ubicarán sobre el tejado de la casa, el cual presenta una inclinación, según los planos emitidos por el arquitecto que la diseñó, de 22°. Asimismo, la casa cuenta con un porche de obra que sigue la línea del tejado y la fachada, conformando el conjunto de porche y tejado una superficie útil de planta de 72m² (8 metros en la dirección de la fachada principal y 9 metros en la dirección del tejado y porche de la misma; 5 metros de tejado y 4 metros de porche), se ha especificado “de planta” ya que al presentar una inclinación con respecto al plano horizontal, la longitud de 8 metros en planta será inferior a la que realmente tiene el tejado/porche. Aplicando trigonometría, se obtiene que la longitud real es de 9707mm, resultando un área útil de 76,65m².

Volviendo a la “Tabla 4”, se observa que las dimensiones del panel son de 1960mmx990mm lo cual hace un área de panel de 1,9404m², que multiplicado por los 30 paneles que conforman la instalación hacen un total de 57,12m². Si bien a dicha área del sistema de captación ha de sumarse la distancia que se ha dejado entre paneles.

Para una instalación vertical de los paneles tendríamos 2 filas de 8 módulos cada una, más otras 2 filas de 7 módulos. De instalarse horizontalmente se tendrían 7 filas de 4 módulos más una octava de tan sólo 2.

La distancia mínima que debe dejarse entre cada fila de módulos fotovoltaicos se calculará para garantizar que no se produzca el sombreado entre módulos en el mediodía solar del 21 de diciembre, que es considerado el día en que la elevación solar presenta el menor valor, con lo que las sombras serán más largas.

De instalarse verticalmente la distancia mínima entre módulos debería ser de 2545mm, mientras que para una configuración horizontal resulta ser de 1285mm. Dichas distancias han sido calculadas considerando una altura solar de 28° para el mediodía solar del solsticio de invierno, sin embargo, la estructura soporte de los módulos suele presentar una morfología tipo escuadra, por lo que si uno de sus lados debe tener una inclinación de 34° respecto al tejado, el lado opuesto debe formar su ángulo complementario con el tejado, es decir, un ángulo de 56°. Para dicha morfología de la estructura soporte, la distancia mínima que debe existir entre módulos instalados verticalmente resultaría ser de 2364mm, mientras que para una instalación horizontal ésta debe ser de 1194mm, con lo que es posible materializar la instalación mediante el empleo de dichas estructuras respetando las distancias mínimas que evitan el sombreado.

Sin embargo, si la longitud del tejado es de 9707mm, la distancia máxima que puede dejarse entre cada fila de módulos instalados verticalmente es, descontando la distancia que debe respetarse en la última fila de módulos para posibilitar su anclaje (2364mm), de 2448mm, por lo que si se quiere respetar la distancia mínima entre filas de módulos, la estructura de la última hilera de módulos deberá adaptarse para posibilitar su anclaje al tejado y al mismo tiempo permitir la distancia mínima entre filas de módulos.

Procediendo análogamente con la instalación horizontal de los módulos, se obtiene que la distancia que es posible intercalar entre filas, respetando la distancia entre la última fila de módulos y el borde superior del tejado, es de 1216mm. Por lo que en este caso también es preciso modificar la estructura de la última hilera.

Si bien las prestaciones energéticas de ambos tipos de instalación son las mismas, se ha decidido adoptar la disposición horizontal de los módulos por dos razones: por un lado, en caso de producirse un episodio de fuertes vientos, un módulo instalado verticalmente experimenta un mayor momento de fuerza, con lo que la estructura soporte estará sometida a esfuerzos cortantes mayores; por otro lado, modificar la estructura de la última fila de módulos va a suponer un incremento en el coste de la misma, dicho incremento será superior para el caso de instalar los módulos verticalmente, pues el tamaño de dicha estructura es mayor en tanto que debe alojar 7 módulos fotovoltaicos, mientras que para el caso de una disposición horizontal ésta solo debe soportar 2 módulos.

En el "Anexo 2" se muestran los cálculos efectuados y se apoya la comprensión de los mismos mediante una serie de esquemas. La "Figura 4" muestra un esquema representativo de las vistas de planta, alzado y perfil de la instalación, con sus respectivas cotas.

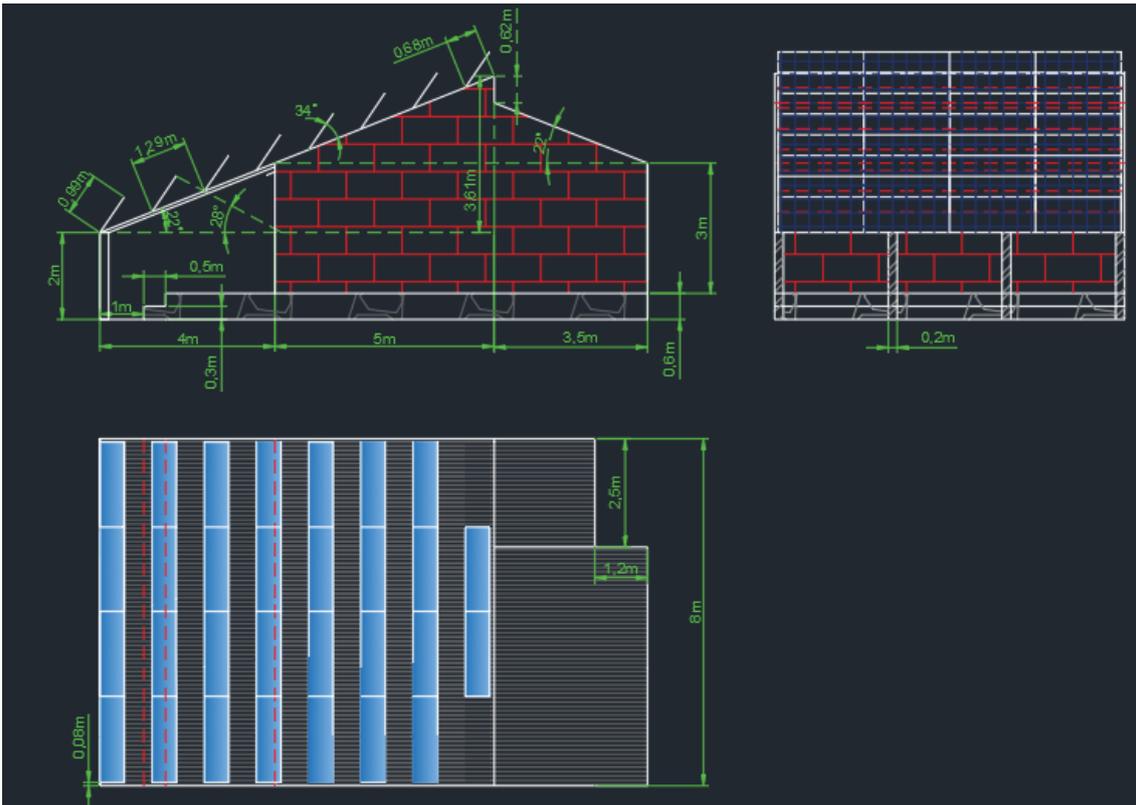


Figura 4. “Vistas del sistema de captación solar”. La figura reproduce con bastante fidelidad la vivienda y la instalación fotovoltaica, si bien no puede emplearse con ningún otro fin más que el de ilustrar la instalación de los módulos en el tejado, pues no se han incluido todos los detalles de la instalación, tales como; el grosor del porche, de los muros y del tejado, la profundidad de la cimentación, la estructura soporte de los módulos no ha sido representada ni tampoco las tejas del techo, etc.

3.3 UBICACIÓN DE LOS CONTROLADORES DE CARGA SOLAR “MPPT” Y DE LA BANCADA DE BATERÍAS

El fabricante del controlador solar escogido, especifica en su manual de instalación que éste debe ser instalado cerca de las baterías, pero no inmediatamente sobre ellas a fin de evitar que posibles desprendimientos de gas de la batería produzcan daños en dicho controlador. Asimismo ha de mantenerse en un entorno exento de materiales inflamables tales como cortinas o muebles, debe estar despejado a fin de mantener una correcta ventilación y no debe presentar humedades, tampoco debe exponerse a la luz solar directa. Además se recomienda que su instalación se realice de forma vertical anclado a una pared, con los terminales de conexión apuntando hacia abajo. Para más detalles sobre la ejecución material de la instalación consúltese el manual de usuario del producto.

Por su parte, el fabricante de las baterías declara que éstas deben mantenerse en un entorno correctamente ventilado y no expuesto a elevadas temperaturas. Asimismo se recomienda su instalación lo más cerca posible del generador solar, con objeto de minimizar las pérdidas energéticas en el cableado.

Por ello, controladores y baterías se ubicarán en una caseta ubicada a 10 metros de la casa. Ésta cuenta con dos ventanas y rendijas de ventilación en su parte inferior, por lo que en principio

reúne los requisitos recomendados por los fabricantes. Siempre es posible instalar un sistema de ventilación forzada en caso de observarse una insuficiente ventilación natural.

Asimismo, cada bloque de 6 vasos de 2V se instalará sobre una estructura de acero galvanizado denominada bancada, se necesitarán, por tanto 4 bancadas, cuyas dimensiones se muestran en la "Figura 5", facilitada por el fabricante "TeknoSolar".

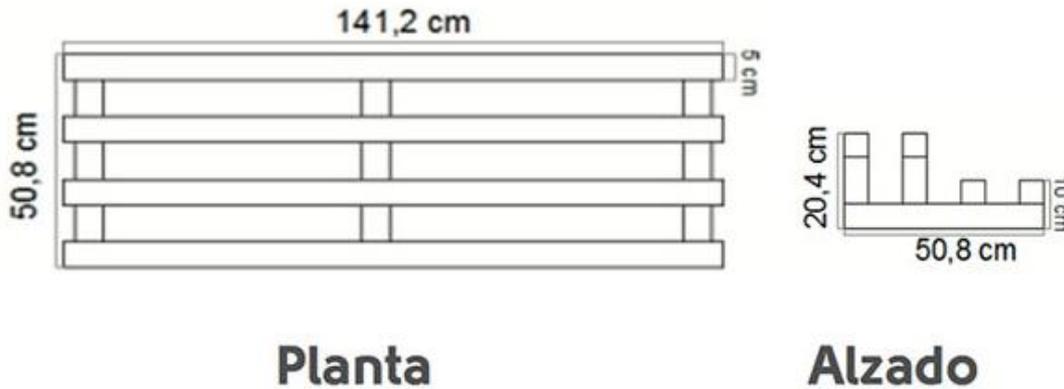


Figura 5. "Dimensiones de la bancada de baterías".

Se fijarán tres vasos en el nivel inferior y tres en el superior de cada una de las bancadas. Asimismo, las bancadas se instalarán una a continuación de la otra para facilitar la asociación en serie de los 24 vasos.

3.4 UBICACIÓN DEL INVERSOR AUTÓNOMO

Los requisitos relativos al entorno donde ubicar el inversor son los mismos que para los controladores de carga "MPPT", por lo que éste se instalará en la misma caseta, anclado verticalmente a una de las paredes. Para más detalles sobre la ejecución material de la instalación consúltese el manual de usuario del producto.

3.5 UBICACIÓN DEL GENERADOR AUXILIAR

A pesar de estar insonorizado, el generador auxiliar, durante su funcionamiento, emite contaminación acústica, por lo que se recomienda que su instalación se realice en un entorno aislado del ruido, o bien alejándolo de la zona habitable de la finca. Asimismo debe estar correctamente ventilado y a resguardo de lluvia, humedad o exposición solar directa, y cerca de las baterías.

A tal efecto se instalará una caseta de hormigón monobloque colindante con la caseta en que se instalaron el resto de dispositivos, pues de este modo se reducen los costes de cableado y las pérdidas energéticas en los mismos.

CAPÍTULO 4. SISTEMA DE CONEXIONES Y PROTECCIONES

4.1 OBJETO DEL CAPÍTULO

En el presente capítulo se dimensionará el sistema de conexiones entre los diferentes elementos de la instalación fotovoltaica, así como el sistema de protecciones de la instalación y de los usuarios. En el “Anexo 4” se adjuntan los esquemas eléctricos que ilustran el modo de conexión y protección, descrito a lo largo del presente capítulo, entre los diferentes dispositivos que conforman la instalación fotovoltaica.

4.2 DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA DE CONEXIONES

Para el dimensionamiento de dicho sistema de conexiones ha de considerarse, en primer lugar, los valores de tensión e intensidad, así como la naturaleza de la corriente que va a presentarse en cada línea de la instalación, pues en función de estos el conductor del cable deberá presentar una determinada sección. Asimismo, a la hora de realizar las conexiones entre dispositivos se seguirán las indicaciones de los fabricantes, especificadas en el manual de usuario de cada dispositivo.

4.2.1 DETERMINACIÓN DE LA SECCIÓN REQUERIDA DE CONDUCTOR ELÉCTRICO

De acuerdo al “REBT”, el dimensionado de los conductores se hará, en primera aproximación, de forma tal que se cumpla el criterio térmico, para después comprobar que la caída de tensión que se da en este entra dentro del rango admisible. De no cumplirse el requisito de caída de tensión, se procederá a aumentar la sección de los conductores. Se asumirá de aquí en adelante que los conductores empleados son de cobre.

4.2.1.1 CABLEADO ELÉCTRICO DEL CAMPO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

A la hora de interconectar entre sí los módulos fotovoltaicos de una misma rama se emplearán los cables facilitados por el fabricante de 4mm² de sección y de 1,2 metros de longitud; cable de polaridad positiva con el de polaridad negativa a fin de sumar la tensión de cada uno de ellos. Las ramas asociadas en paralelo de cada uno de los campos de captación se conectarán a sendos repartidores, desde los cuales partirá un único par de cables (polo positivo y polo negativo) a su respectivo controlador de carga. Los cables que parten del repartidor, en tanto que han de soportar intensidades mayores a las que circulaban por cada

rama, se dimensionarán conforme a lo estipulado en la instrucción “ITC-BT-007” del “REBT” en materia de temperatura y caída de tensión admisibles. Si bien, estos serán del tipo “RZ1-K 0.6/1kV” dispuestos en el interior de un tubo rígido o flexible que cumpla, respectivamente, con las normas UNE-EN 50086-2-1 o UNE-EN 50086-2-2 cuando se hallen a cielo abierto, cuando deban enterrarse lo harán en el interior de tubos que cumplan con la norma UNE-EN 50086-2-4. Estos cables tendrán un tramo inicial a cielo abierto y otro bajo tierra.

Como punto de partida para el dimensionamiento de dichos cables, ha de calcularse la máxima corriente de cortocircuito de cada campo de captación. Volviendo a la “Tabla 11”, puede leerse que la máxima corriente de cortocircuito se da para el mes de agosto y toma un valor de 9,52A. Dado que se ha realizado la asociación en paralelo de 5 ramas de módulos fotovoltaicos por campo de captación, la intensidad máxima de cortocircuito en cada uno de ellos será de $I_B = 47,6A$.

Una vez obtenida dicha intensidad, es necesario calcular los diferentes factores de corrección de la intensidad estipulados en la instrucción “ITC-BT-007”:

- Factor de corrección por temperatura del terreno diferente a 25°C “ k_T ”: se desconoce cuál puede ser la temperatura del terreno, sin embargo se conocen las temperaturas medias de cada mes, por lo que se estima que no es preciso aplicar tal factor de corrección, pues la temperatura ambiente rara vez supera los 25°C, que es la temperatura tomada como referencia.
- Factor de corrección por resistividad térmica del terreno diferente a 1Km/W “ k_R ”: el terreno es arcilloso, con lo que su resistividad térmica puede estimarse en un valor de 1,1 Km/W. De la citada instrucción puede leerse que el factor de corrección a aplicar es de 0,96.
- Factor de corrección por profundidad de enterramiento diferente a 0,7m “ k_P ”: los cables se instalarán a dicha profundidad a fin de evitar incrementar la sección del conductor.
- Factor de corrección por agrupamiento de cables en un mismo tubo “ k_{Tubo} ”: en la zanja se introducirá un único tubo que aloja los cuatro conductores activos que parten del sistema de captación solar. Según la “Tabla 52-E3” de la norma “UNE 20.460-5-523” el factor de corrección es de 0,7, cuando los cables están en contacto directo dentro del tubo, como es el caso.

Con dichos factores puede obtenerse la intensidad máxima admisible “ I_1 ”, en función de la cual se seleccionará la sección comercial que admita dicho valor de intensidad o aquel inmediatamente superior “ I_T ”. Esto queda reflejado en la “Ecuación 16”:

$$I_T \geq I_1 = \frac{I_B}{k}; k = \prod k_i$$

Ecuación 16.

El factor de corrección global “k” toma un valor de 0,672, con lo que la “I_T” ha de ser superior a 70,83A. El aislamiento es de polietileno reticulado (XLPE), que admite una temperatura máxima de trabajo de 90°C, y la cubierta es de PVC flexible. En base al aislante (XLPE) la máxima intensidad admisible para un conductor de 6mm² es de 72A. Asimismo, la longitud de la línea desde los repartidores, ubicados en la pared orientada al oeste, hasta sendos controladores de carga “MPPT” será de 20 metros; 4 metros para salvar la distancia desde los repartidores hasta el borde del tejado, 3 metros para salvar la distancia desde el tejado al suelo y 12 metros (de cable enterrado) para conectar con la caseta en que se ubican los demás dispositivos de la instalación, el metro restante se da como margen de seguridad.

La máxima caída de tensión en este circuito se establece en un 1,5% del valor nominal. Para el presente circuito, se definirá la tensión nominal como la tensión en el punto de máxima potencia “STC” de la asociación en serie de módulos fotovoltaicos, pues el controlador realizará un seguimiento de dicho punto “MPP”, esto es 3x36,85V, lo cual hace un total de 110,55V, con lo que la máxima caída de tensión admisible será de 1,66V. De acuerdo a la “Ecuación 17” se obtiene la sección mínima que posibilita una caída de tensión por debajo del 1,5%.

$$S = \frac{2 * L * I}{\gamma * \epsilon * U_N}$$

Ecuación 17. “L” es la longitud del cableado; “I” es la intensidad nominal; “γ” es la conductividad del cobre a 20°C (56 Sm/mm²), “ε” es la caída de tensión en tanto por uno y “U_N” es la tensión “nominal”.

Así, para una intensidad del punto de máxima potencia en condiciones estándar de 8,7A, siendo 5 el número de ramas asociadas en paralelo, hacen un total de 43,5A, con lo que la sección de conductor necesaria debe ser de 18,72mm², valor que queda por encima del valor obtenido mediante el criterio térmico, por lo que con una sección de 6mm² no se satisfacen ambos criterios. La sección comercial de conductor que satisfará ambos criterios es de 25mm².

4.2.1.2 CONEXIÓN DE LOS CONTROLADORES DE CARGA “MPPT” CON INVERSORES Y BATERÍA

Los cables de polaridad positiva y negativa de cada controlador de carga conectarán con un dispositivo de distribución, uno para cada polaridad, desde el cual partirán tres líneas; una de ellas hacia las baterías y una hacia cada

inversor, de este modo los controladores, inversores y baterías se hallan en paralelo.

Los cables que unirán los controladores a dichos distribuidores serán del tipo "RZ1-K 0.6/1kV" e irán alojados en tubo según la norma "UNE-EN 50086-2-3". Asimismo, la intensidad de corriente que es capaz de entregar cada controlador de carga a su salida es de 80A, cuando ecualiza las baterías a 65V.

Según la "Tabla 52-E1" de la norma "UNE 20.460-5-523", el factor de corrección que corresponde al método de instalación "B1" y dos circuitos (4 conductores unipolares activos) es de 0,8. Por lo que, aplicando dicho factor de corrección se obtiene que la intensidad admisible por el conductor debe ser superior a 100A. Consultando la "Tabla A52-1" de la norma "UNE 20.460-5-523" se obtiene que la sección comercial que admite tal intensidad de corriente para el método de instalación "B1", aislamiento de XLPE, y un factor de corrección igual a la unidad (pues la temperatura ambiente no alcanza los 30°C, por encima de los cuales la norma establece que ha de corregirse el valor de la intensidad admisible) es de 25mm², que admiten hasta 101A.

La longitud de la línea que une controladores con distribuidores es de 2 metros, por lo que la caída de tensión en la línea no será un factor determinante a la hora de dimensionar la sección de conductor necesaria.

4.2.1.3 CONEXIÓN DEL SISTEMA DE ACUMULACIÓN CON LOS DISTRIBUIDORES

La sección de conductor que conecta con las baterías debe ser capaz de soportar la corriente eléctrica que permita entregar la potencia de pico necesaria al conjunto de los dos inversores, a una tensión de 48V nominales. Si la potencia de pico de los consumos es de 9691Wp, la potencia a entregar al conjunto de los dos inversores debe ser de 10768Wp para compensar las pérdidas (rendimiento del 90%), de este modo si la tensión nominal es de 48V, la intensidad de descarga será de 224,3A.

Los cables a emplear serán del tipo "RZ1-K 0.6/1kV" e irán entubados según norma "UNE-EN 50086-2-3", la temperatura ambiente es inferior a 30°C, pero a fin de introducir un pequeño margen de seguridad se estimará en 30°C, por lo que no ha de aplicarse ningún factor de corrección.

Según la "Tabla 52-E1" de la norma "UNE 20.460-5-523", el factor de corrección que corresponde al método de instalación "B1" y un circuito (2 conductores unipolares activos) es de 1, por lo que no ha de modificarse el valor de la intensidad calculada. Consultando la tabla "A52-1" de la norma "UNE 20.460 - 5-523" se obtiene que la sección comercial que admite tal intensidad de corriente para el método de instalación "B1" y aislamiento de XLPE, es de 95mm², siendo la máxima intensidad admisible de 258A. La longitud de la línea es de 1 metro, por lo que la caída de tensión en la línea es despreciable.

4.2.1.4 CONEXIÓN DE LOS INVERSORES CON LOS DISPOSITIVOS DE DISTRIBUCIÓN Y CON CUADRO GENERAL DE DISTRIBUCIÓN DE LA VIVIENDA

Los conductores que unen los dispositivos de distribución con los inversores, deben ser capaces de soportar la intensidad de corriente que a 48V de tensión nominal permite entregar la mitad de la potencia de pico requerida por el conjunto de dichos inversores (5384Wp), pues cada inversor gestionará la mitad de la potencia demandada por los consumos. La intensidad máxima que circulará por cada línea es de 112,15A.

Según la “Tabla 52-E1” de la norma “UNE 20.460-5-523”, el factor de corrección que corresponde al método de instalación “B1” y dos circuitos (4 conductores unipolares activos) es de 0,8, por lo que la tensión admisible por los conductores debe ser superior a 140,19A. Consultando de nuevo la tabla “A52-1” de la norma “UNE 20.460-5-523” se obtiene que la sección comercial que admite tal intensidad de corriente para el método de instalación “B1” y aislamiento de XLPE, es de 50mm², siendo la máxima intensidad admisible de 167A. La longitud de la línea es de 2 metros, por lo que la caída de tensión en la línea es despreciable.

En cuanto a la conexión de los inversores con el cuadro general de distribución de la vivienda, los cables a emplear serán del tipo “RZ1-K 0.6/1kV” enterrados en tubo según norma “UNE-EN 50086-2-4”. La corriente eléctrica que circulará por ellos asume ahora un mayor valor de tensión, viéndose reducida la intensidad de la misma; para una potencia nominal de pico de 5384Wp y 230V de tensión nominal, la intensidad asume un valor de 23,41A, siendo el factor de carga igual a 1. Aplicando el mismo factor de corrección que en el caso de la línea que unía el sistema de captación con los controladores de carga “MPPT” (0,672), la intensidad admisible por los conductores debe ser superior a 34,84A.

Consultando de nuevo la tabla “A52-1” de la norma “UNE 20.460 -5-523” se obtiene que la sección comercial que admite tal intensidad de corriente para el método de instalación “B1” y aislamiento de XLPE, es de 4mm², admitiendo una intensidad máxima de 36A.

La longitud de la línea que conecta el inversor con el cuadro general de la casa es de 25 metros; 12 metros (enterrados) para salvar la distancia respecto a la casa, 3 metros para cubrir la distancia del cuadro de distribución e inversor respecto al suelo, 9 metros para llegar a la habitación en que se aloja el cuadro y sortear los huecos de ventanas y puertas y un metro más como margen de seguridad. Según el criterio de caída de tensión, si se admite un descenso del 3% en el valor de la tensión de la línea (según “ITC-BT-019”), la sección mínima de conductor debe ser, procediendo según la “Ecuación 17”, de 2,98mm², por lo que el criterio térmico resulta ser más restrictivo y se adoptará la sección de conductor calculada mediante dicho criterio, esto es, 4mm².

No es objeto del presente trabajo dimensionar la instalación eléctrica de la vivienda, por lo que ésta se asume igual a la instalación que presentaba estando conectada a la red eléctrica.

4.2.1.5 CONEXIÓN DEL GENERADOR AUXILIAR CON EL CARGADOR

La conexión del generador con los inversores/cargadores se realizará mediante cables del tipo “RZ1-K 0.6/1kV” alojados en tubo superficial según la norma “UNE-EN 50086-2-3”. Para ello se empleará un dispositivo de distribución que permita conectar el generador a ambos cargadores, de modo que cada cargador gestione la mitad de la potencia entregada por el generador. Así se evita que un inversor trabaje más que el otro y se reduce la sección de conductor necesaria para realizar dicha conexión. Huelga decir que será el inversor declarado como “maestro” el que dará la orden al generador de ponerse en funcionamiento, cuando detecte un valor demasiado bajo del estado de carga de las baterías.

La intensidad que circulará por cada línea generador-cargador, considerando un factor de carga igual a 1, siendo la potencia máxima entregada a cada cargador de 3250Wp y la tensión nominal de 230V, asumirá un valor de 14,13A. La longitud de la línea será de 5 metros. Si se asume que la máxima caída de tensión admisible, según el “REBT”, es del 3% se obtiene que la sección mínima de conductor sea de 0,37mm². Aplicando el criterio térmico, un factor de corrección por agrupamiento de cables de 0,8 (2 circuitos, igual que en casos anteriores) y consultando la citada tabla “A52-1”, para el método de instalación “B1” se obtiene que la sección de conductor que admite una intensidad de 17,66A es de 2,5mm², siendo el valor de la intensidad máxima que admite de 27A para aislamiento de XLPE, por lo que el criterio térmico resulta más restrictivo, en este caso, que el criterio de caída de tensión y deberá dimensionarse la línea en base a éste. No obstante, dado el formato de venta de los cables (en rollos de 100m para una sección de 4mm² y de 200m para secciones de 2,5mm²), se empleará cable de 4mm², como el empleado para la línea de unión de los inversores con el cuadro general de distribución de la vivienda, a fin de no incrementar el coste del cableado que supondría la compra de un rollo adicional de 200m de 2,5mm² de sección específicamente para una línea tan corta (5m).

4.2.1.6 INTERCONEXIÓN DE LAS BATERÍAS

Las celdas o vasos se conectarán entre sí mediante un conector de baterías unifilar de cobre de 50mm de grosor. En la “Figura 6” se muestra el esquema de interconexión facilitado por el fabricante para los diferentes valores de capacidad de la bancada de baterías.

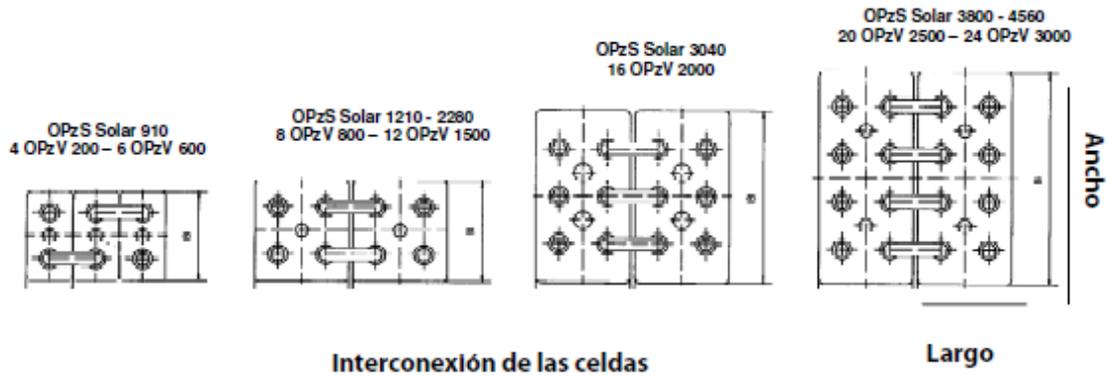


Figura 6. “Conexión de las celdas según capacidad y tensión”. Para un mayor valor del voltaje basta con conectar en serie tantas asociaciones de celdas de las detalladas como sea preciso.

4.2.1.7 CONEXIÓN DE LOS CONDUCTORES DE PROTECCIÓN

Los cables de protección no se conectarán, en ningún caso, al mismo dispositivo de distribución que los conductores activos. Estos discurren por el mismo circuito de tubería que los conductores activos pero una vez llegan a conectar con las diferentes masas se derivan del circuito activo y conectan con el borne principal de tierra. Sus secciones son las calculadas para cada línea y se muestran en la “Tabla 24”.

4.2.1.8 CONEXIÓN DE LA RED DE COMUNICACIÓN

A la hora de instalar en paralelo los controladores de carga “MPPT” es preciso declarar a uno de ellos como “maestro” y al otro como “esclavo”, de modo que las lecturas de la tensión de la batería, temperatura y corriente entregada por la misma son gestionadas por el controlador maestro, el cual, en función de los parámetros de consigna introducidos accionará los relés de protección frente a sobrecarga o descarga profunda de las baterías. Asimismo, en función de las condiciones de operación del campo de módulos fotovoltaicos, variará la tensión de los mismos para obtener, en todo momento, la máxima potencia posible, para ello regulará el funcionamiento del controlador definido como esclavo. Asimismo, para la realización de dicha conexión de comunicación entre controladores se seguirán las indicaciones del fabricante facilitadas en el manual de usuario, no es objeto del presente estudio entrar en los pormenores de la realización material de dicha red de comunicaciones.

Del mismo modo, cuando se instalan en paralelo los dos inversores/cargadores es preciso declarar a uno de ellos como maestro y otro como esclavo, de modo que el maestro se encarga de dar la señal de puesta en marcha al grupo auxiliar cuando detecta que el estado de carga de las baterías se encuentra en el valor de consigna establecido. Asimismo, se encarga de definir la operación del conjunto de inversores cuando se detecta un consumo de potencia en el lado de

la vivienda. Para dicha comunicación entre inversores es preciso contar con dos dispositivos adicionales, proporcionados por el mismo fabricante “Xantrex” y son: el panel de control del sistema XW y el módulo de arranque automático XW. La conexión de la red de comunicación entre inversores, generador auxiliar y baterías se realizará siguiendo las instrucciones que el fabricante facilita en el manual de usuario del inversor.

4.2.2 SISTEMA DE TUBERÍA

De acuerdo a la instrucción “ITC-BT-021” del “REBT” se determinará el tipo de tubo a emplear en cada una de las líneas.

Así pues, para la línea subterránea que une los cables de ambos campos de captación (4 cables activos y 2 de protección) con la caseta que aloja a los controladores “MPPT”, dicha instrucción establece que el diámetro exterior del tubo sea de 90mm para 6 cables o menos alojados en un mismo tubo de 25mm² de sección (ver “Tabla 9” de la misma). De este modo el tubo seleccionado tiene un diámetro exterior de 90mm y resistencia a la compresión de 450N, dada la naturaleza del terreno. El mismo tipo de tubo se empleará para la conexión de los inversores con el cuadro general de distribución de la vivienda.

Para el resto de líneas se escogerá un mismo diámetro de tubo a fin de simplificar el sistema de conexión y fijación entre tubos y caja de conexiones. Por ello la línea superficial de tubería más restrictiva es aquella que debe alojar los cables de mayor sección, esto es, 95mm² para los conductores de conexión con los bornes de la batería. La mencionada instrucción establece en su tabla 2 los diámetros exteriores de los tubos a emplear; 50mm para conjuntos de 2 cables de 95mm².

4.2.3 DISPOSITIVOS DE MANIOBRA

A fin de conectar y desconectar de la red eléctrica de la instalación fotovoltaica los diferentes dispositivos que la conforman, se implementará una serie de elementos de maniobra.

Para la conexión/desconexión de las baterías se introducirá, en el cable de polaridad positiva, un interruptor de llave de dos posiciones “On-Off”, del fabricante “TechnoSun” de hasta 600A de corriente de trabajo.

Asimismo, la norma IEC 60947-3 establece que debe conectarse un interruptor que permita el corte de corriente entre el sistema de captación y los controladores de carga y/o inversores. A tal efecto, se empleará el interruptor seccionador del fabricante “ABB”, modelo “OTDC100E22” de 100A nominales y hasta 100V_{CC} para dos circuitos, es decir, un mismo interruptor seccionador corta el suministro de corriente de ambos campos de captación. Éste se ubicará en una caja estanca en la fachada oeste de la vivienda, lo más cerca posible de los campos de captación, junto con los fusibles de sendos campos de módulos fotovoltaicos.

De este modo, desconectando las baterías y el sistema de captación solar es posible manipular el resto de dispositivos de la instalación cuando se requiera su sustitución o mantenimiento sin la aparición de diferenciales de potencial eléctrico peligrosos para los usuarios.

4.3 DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA DE PROTECCIONES

En el presente apartado se dimensionará el sistema de protección de los dispositivos que conforman la instalación fotovoltaica y de todas las masas susceptibles de quedar bajo tensión. Asimismo, se diseñarán las protecciones referentes a la seguridad de los usuarios. Para ello se seguirán las instrucciones del “REBT”.

4.3.1 CONSIDERACIONES PREVIAS

Antes de analizar las protecciones a implementar en la instalación, es conveniente analizar qué protecciones vienen integradas de serie en cada uno de los elementos de la instalación fotovoltaica.

En primer lugar, los controladores de carga cuentan con protecciones frente a polaridad inversa y frente a corriente inversa de los módulos fotovoltaicos, protección contra sobretensiones y contra descarga profunda, que puede ajustarse mediante relés. Además cuenta con un sensor de medición de la temperatura de las baterías, de la tensión y, mediante la implementación de un “*shunt*” de la corriente que entra y sale de las baterías. De este modo puede conocerse el estado de carga de las baterías (que se muestra en una pantalla incorporada en el controlador de carga) y realizar una protección efectiva frente a los fenómenos arriba indicados. Asimismo, es preciso instalar diodos en los conductores de salida a fin de evitar la circulación de entrada de corrientes provenientes de otro controlador de carga o bien de los cargadores de las baterías.

El inversor cuenta con un sensor de temperatura de las baterías que regulan la carga en función de ésta.

El generador auxiliar cuenta con un disyuntor térmico de protección frente a sobrecargas y cortocircuitos.

Los módulos fotovoltaicos integran de serie los diodos de “*by-pass*”, lo cual garantiza el suministro de energía en la rama en que estén conectados, en caso que algún módulo estuviese averiado, comportándose como un circuito abierto, y un fusible de 15A.

4.3.2 PUESTAS A TIERRA

La finalidad de la puesta a tierra de las masas de una instalación y de ciertas partes activas de la misma, es evitar la aparición de diferenciales de potencial peligrosos entre las diferentes partes de la instalación, terreno y edificios, al mismo tiempo que conducen a tierra posibles corrientes de defecto o las originadas por descargas atmosféricas.

En este apartado se definirá la ubicación de la puesta a tierra, la sección de los conductores de protección y el esquema de distribución de la instalación. El electrodo de la puesta a tierra se dimensionará para una serie de electrodos de tipología común a modo de ejemplo, aunque no se empleará en la instalación dado que se desconoce la resistividad exacta del terreno así como tampoco se conoce la resistencia de las puestas a tierra de las masas metálicas que son susceptibles de provocar un fallo fase-tierra. Si bien el "REBT" establece un valor de 2 Ohm para la resistencia de la puesta a tierra de redes de distribución de corriente alterna, para el caso que nos ocupa, no se trata de una red de corriente es alterna. Pese a todo se ha realizado su cálculo en base a una estimación de la resistividad del terreno, con el fin de ilustrar su cálculo.

En primer lugar, de acuerdo con la "Tabla 2" de la instrucción "ITC-BT-018" del "REBT" se obtendrán las secciones de los conductores de protección que han de conectar las masas con el conductor de tierra. El conductor de tierra se dimensionará según el mismo criterio, si bien ha de contemplarse el caso en que no estén protegidos contra la corrosión y/o esfuerzos mecánicos, en cuyo caso las secciones mínimas asumen un valor de 16mm² si no están protegidos contra la corrosión y de 25mm² si no lo están, además, contra esfuerzo mecánicos. No obstante se emplearán cables protegidos frente a ambos fenómenos, con lo cual el valor de la sección del conductor de tierra coincide con el de la mayor sección de los conductores de protección.

Se realizará una única toma de tierra a la que se conectarán las masas de los dispositivos que conforman la instalación, según el esquema de distribución "TN-S". Dicho esquema de distribución simplifica el sistema de protecciones de las líneas y de las personas frente a contactos indirectos, pues las mismas protecciones que se encargan de la protección de las líneas sirven para la protección frente a los mencionados contactos. Asimismo, dada la cercanía entre el generador auxiliar, las baterías y las masas de los dispositivos, es difícil realizar dos puestas a tierra independientes entre sí según el esquema "TT". Los cables de protección se distribuirán de la siguiente manera:

- Las masas de los controladores de carga se unirán, mediante un conductor de protección de la sección indicada en la "Tabla 26", a un distribuidor común a todos los cables de protección independiente del empleado para los cables activos.
- Las masas de los inversores se unirán al mismo distribuidor mediante un conductor de la sección indicada en la "Tabla 26"
- La polaridad negativa de las baterías se unirá a dicho distribuidor mediante un único conductor de protección, de la sección indicada en la "Tabla 26".
- El neutro del generador auxiliar no se unirá a tierra, pues ha sido aplicado un aislamiento adicional a los inversores, equivalente a un doble aislamiento (clase II), a fin de evitar posibles contactos indirectos, [NTP 142].

La puesta a tierra ha de ubicarse lo más cerca posible de las baterías, a la cual se conectará, tan sólo, una de las polaridades de las batería (negativa en este caso, ver "Figura 2" del "Anexo 4"). No se conectará ninguna polaridad del campo de captación a tierra (distribución "IT") para evitar la circulación de corrientes indeseadas a tierra, asimismo, todas las estructuras metálicas del campo de captación se unirán entre sí

mediante conductores de equipotencialidad de cobre de 2,5mm² tipo “RZ1-K”, y estos se unirán al conductor de protección que conectará con el borne principal de tierra. Los conductores de protección del campo de captación discurren por el mismo tubo que aloja a los conductores activos, del cual se derivarán hasta conectar con el borne principal de tierra.

La resistencia del electrodo de puesta a tierra deberá tener un valor inferior a los 2 Ohm en un esquema de distribución “TN-S”. Las dimensiones que debiera tener el electrodo de puesta a tierra para presentar una resistencia de tal valor, en función de la resistividad del terreno y de su tipología, se recogen en la “Tabla 27”. Para su cálculo se han empleado las ecuaciones de la “ITC-BT-018”.

Línea	Sección de los Conductores Activos (mm ²)	Sección de los Conductores de Protección (mm ²)	Longitud de la Línea (m)
Entre Módulos FV	4	4	-
Campo FV-Controladores "MPPT"	25	25	20
Controladores-Distribuidor	25	25	2
Distribuidor-Inversor	50	25	2
Generador Auxiliar-Cargador	2,5	2,5	5
Distribuidor-Baterías	95	50	1

Tabla 26. “Secciones de los conductores activos y de protección”.

Tipología	Parámetro Característico	Valor (m)
Placa Enterrada Profunda	Perímetro	80
Placa Superficial	Perímetro	160
Pica Vertical	Longitud	100
Conductor Enterrado Horizontalmente	Longitud	200

Tabla 27. “Dimensiones del electrodo”.

De acuerdo a los valores expuestos en la “Tabla 27”, ninguna de las tipologías del electrodo presentadas posibilita una instalación viable. Sin embargo, de acuerdo con lo afirmado al principio de la sección, el cálculo del electrodo es meramente ilustrativo, sin validez para la ejecución física de la instalación, existiendo otros métodos de puesta a tierra empleando varios electrodos cuya resistencia en conjunto es inferior a los 2 ohmios.

4.3.3 PROTECCIÓN FRENTE A CONTACTOS DIRECTOS

Un contacto directo, según la “ITC-BT-001” es: “contacto de personas o animales con partes activas de los materiales y equipos”. Una de las medidas para proteger frente a dichos contactos es mediante el aislamiento de las partes activas de la instalación. Dicho aislamiento no puede ser retirado más que eliminándolo físicamente. Hasta ahora todos los conductores han sido seleccionados según las normas citadas y debidamente aislados mediante el aislamiento y las cubiertas de PVC o XLPE. Del mismo modo, los fabricantes en las fichas técnicas de sus productos indican su grado de protección.

4.3.4 PROTECCIÓN FRENTE A CONTACTOS INDIRECTOS

Un contacto indirecto, según la “ITC-BT-001” es: “contacto de personas o animales domésticos con partes que se han puesto bajo tensión como resultado de un fallo de aislamiento”.

Para proteger frente a dichos contactos el Real Decreto 1663/2000 en su artículo 11 punto 2, exige el uso de un interruptor diferencial en el punto de conexión del campo de captación con la red de baja tensión.

En el caso de producirse un fallo fase-masa en una instalación con distribución “TN-S”, este fallo equivale a un cortocircuito entre un polo y el cable de protección, alcanzándose elevados valores de intensidad de defecto, por lo que los mismos dispositivos que se emplean para la protección de las líneas frente a sobrecorrientes (interruptores automáticos o fusibles) sirven para proteger frente a los contactos indirectos, sustituyendo a la función del diferencial, siempre y cuando el tiempo que tarda en producirse el corte de la línea esté por debajo del tiempo admisible de contacto con la masa puesta bajo tensión. Dicho tiempo límite viene determinado por la naturaleza de la corriente (alterna o continua) y por el valor de la tensión en la línea. Para su dimensionamiento se hará uso de la instrucción “ITC-BT-024” para un esquema de toma de tierra “TN-S” y del “Cuaderno Técnico nº172” de “Schneider Electric”.

Por otro lado, en caso de producirse un fallo polo (positivo o negativo)-tierra las protecciones no actuarán quedando las masas bajo tensión. Para garantizar que dicha tensión de contacto sea inferior a los 50V que estipula el “REBT” ha de dimensionarse la puesta a tierra en concordancia. Como se indicó en la sección de la toma de tierra, un valor de 2 Ohm es suficiente para garantizar la seguridad frente a estos defectos en redes de distribución de “BT” de corriente alterna.

El valor de la corriente de cortocircuito (o defecto) “ I_D ” puede calcularse mediante la “Ecuación 18”. El dispositivo de corte debe presentar un poder de corte “ P_C ” suficiente para poder interrumpir dicha corriente. Asimismo, la norma establece un tiempo de actuación máximo en función de la tensión de defecto de la línea y de la naturaleza de la misma, del mismo modo, el dispositivo de corte presenta un tiempo de actuación en función de la corriente de defecto.

$$I_D = \frac{U_0}{Z_S} = \frac{U_0}{R_{activo} + R_{CP}}$$

Ecuación 18. “Cálculo de la corriente de defecto”. Se ha asumido que la impedancia del defecto es despreciable. Asimismo “ R_{activo} ” hace referencia a la impedancia del conductor activo y “ R_{CP} ” a la del conductor de protección.

El valor de la impedancia del bucle de defecto “ Z_S ” depende del punto en que se produzca el defecto, así como de la sección de los conductores en dicha parte de la red de baja tensión. Asimismo, la tensión de defecto depende de la intensidad de defecto o cortocircuito y de la impedancia del conductor de protección según la “Ecuación 19”.

$$U_D = I_D * R_{CP} = U_0 * \frac{R_{CP}}{R_{activo} + R_{CP}}$$

Ecuación 19. "Cálculo de la tensión de defecto".

La impedancia "Z = R" (resistencia, dada la naturaleza de la corriente continua y el factor de potencia igual a 1 de la línea que une el generador auxiliar con los cargadores) de cada línea de la instalación se calcula mediante la "Ecuación 20", los resultados obtenidos se reúnen en la "Tabla 29", mientras que en la "Tabla 28" se recogen los valores de tensión e intensidad de diseño de cada línea, así como la longitud de cada una de ellas. De acuerdo con dichas impedancias se determinará, en función del punto en que se produzca el fallo fase-masa y la tensión de la línea, la corriente de interrupción del dispositivo de corte a implementar. Dicho fallo puede generarse entre las baterías y los controladores "MPPT", entre las baterías y el inversor, o entre el cargador y el generador auxiliar. Los resultados obtenidos se reúnen también en la "Tabla 29".

$$Z = R = \rho * \frac{l}{S} * 1000$$

Ecuación 20. Donde "l" es la longitud de la línea en metros; "S" es la sección del conductor en mm², "ρ" es la resistividad del terreno en Ohm*mm²/m y "R" es la resistencia de la línea en miliohms. En corriente continua la impedancia es igual a la resistencia de la línea.

Línea	Longitud de la Línea (m)	Tensión de Diseño de la Línea (V)	Intensidad de Diseño de la Línea (A)
Campo FV-Controlador "MPPT"	20	110,6	43,5
Controlador-Baterías	3	65	80
Baterías-Inversor	3	48	112
Generador Auxiliar-Cargador	5	230	14,13

Tabla 28. "Parámetros de las líneas".

A la hora de determinar la longitud de las líneas que unen las baterías con los inversores y con los controladores de carga, se ha sumado la longitud del cableado que une a controladores e inversores con los dispositivos de distribución (2m) y la longitud del cableado que une a las baterías con dichos distribuidores (1m).

Línea	Longitud de la Línea (m)	Diseño de	Intensidad de Diseño de la Línea (A)
Campo FV-Controlador "MPPT"	20	110,6	43,5
Controlador-Baterías	3	65	80
Baterías-Inversor	3	48	112
Generador Auxiliar-Cargador	5	230	14,13

Tabla 29. "Valor de las resistencias de las líneas, de la intensidad de cortocircuito y de la tensión de defecto".

A la hora de determinar la resistencia de la línea "controlador-baterías" y baterías-inversor" se ha procedido del siguiente modo: en primer lugar se han calculado las resistencias de los cables activos que unen a inversores y controladores al distribuidor,

después se ha calculado la resistencia de los conductores de protección de dichos elementos, seguidamente se ha calculado la resistencia del cableado activo y de protección de las baterías y por último se han sumado las resistencias de los cableados en función de la línea; las resistencias del cableado de las baterías ha sido sumada a las resistencias del cableado de los controladores para la línea “controlador-baterías” y de forma análoga con el cableado de los inversores para la línea “baterías-inversor”.

Se observa que la mayor corriente de cortocircuito que puede originarse en la instalación se da en caso de un fallo fase-masa en la línea que une a los controladores con la caja de conexiones.

Según la norma “IEC 60364” el tiempo máximo de actuación del dispositivo de corte en función de la naturaleza de la línea y del valor de la tensión de defecto debe ser inferior a los indicados en la “Tabla 30” para un local seco, como es el caso. Los valores han sido facilitados por el “Cuaderno Técnico Nº172” de “Schneider Electric”.

Línea	Naturaleza de la Corriente	U_D (V)	t_a (s)
Campo FV-Controladores "MPPT"	Corriente Continua	55,28	5
Controlador-Baterías	Corriente Continua	34,12	5
Baterías-Inversor	Corriente Continua	31,89	5
Generador Auxiliar-Cargador	Corriente Alterna	115,00	0,34

Tabla 30. “Tiempo máximo de actuación del dispositivo de protección de la línea que garantiza la seguridad de las personas frente a contactos indirectos”.

Se muestran, a continuación, los dispositivos seleccionados que cumplen con los requisitos de protección de las líneas frente a cortocircuitos y de las personas frente a contactos indirectos definidos en párrafos precedentes. Para ello la intensidad de trabajo del dispositivo de corte debe ser lo más ajustada posible a la intensidad de diseño de la línea. La tensión nominal debe ajustarse a la tensión de diseño de la línea, debiendo ser igual o superior al valor de la misma. El tiempo de actuación del dispositivo de corte, para la intensidad de defecto calculada, debe ser inferior a los mostrados en la “Tabla 30”. Por economía y poder de corte se han seleccionado los denominados fusibles de uso general o “gG”. En la “Tabla 31” se recogen las características de los fusibles comerciales que cumplen con los requerimientos de cada línea. Cabe destacar que, en aquellos casos en que la intensidad de diseño de la línea no corresponde con la intensidad nominal de ningún fusible comercial, se ha seleccionado el fusible cuya intensidad nominal es inmediatamente superior a la de diseño, a fin de garantizar que éste no funde durante el funcionamiento normal de la línea.

Línea	Tipo de Fusible	Tensión Asignada (V_{AC}/V_{DC})	I_N (A)	P_C (kA)	t_a (s)
Campo FV-Controladores "MPPT"	gG NH-000	500/250	50	120	0,01
Controlador-Baterías	gG NH-000	500/250	80	120	0,01
Baterías-Inversor	gG NH-00	500/250	125	120	0,01
Generador Auxiliar-Cargador	gG NH-000	500/250	16	120	0,01

Tabla 31. “Fusibles Comerciales (Bussmann)”.

ANEXO 1: DEFINICIONES RELATIVAS A LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

Con el fin de facilitar la comprensión del dimensionado de la instalación fotovoltaica y de no caer en la repetitividad durante el desarrollo del estudio se facilita el siguiente glosario, que reúne las definiciones de una serie de términos muy comunes en el ámbito fotovoltaico junto a sus abreviaturas y valores.

- Irradiancia: es la potencia por unidad de superficie que proviene de la radiación solar e incide sobre la superficie terrestre, se denota mediante el símbolo “E” según el Sistema Internacional de Medida, aunque en bibliografía suele encontrarse definida mediante la letra “G”, letra que emplearemos en el presente estudio.
En tanto que ésta experimenta los fenómenos de reflexión, atenuación y refracción a su paso a través de la atmósfera terrestre, suele definirse como la suma de sus componentes directa, difusa y reflejada, “G_b”, “G_d”, “G_r” respectivamente. Cualitativamente la componente reflejada es parte de la difusa, pero diversos modelos de cálculo hacen esta distinción y las calculan de forma diferente. Al realizar esta distinción entre sus componentes es preciso redefinir a la irradiancia en su totalidad como irradiancia global “G_G”.
- Irradiación: es la energía por unidad de superficie que incide sobre la Tierra y que proviene del Sol. Se denota mediante la letra “H” y puede, al igual que la irradiancia, ser descompuesta en tres componentes para las cuales emplearemos sendos subíndices.
- Condiciones estándar “STC” (por sus siglas en inglés; “Standard Test Conditions”), son las condiciones normalizadas bajo las cuales se ensayan todos los módulos fotovoltaicos, a fin de posibilitar la comparación entre sus distintas prestaciones:
 - La temperatura de la célula fotovoltaica estándar se representa mediante el símbolo “T_{STC}” y su valor es de 25°C.
 - La irradiancia estándar se representa mediante el símbolo “G_{STC}” y su valor es de 1kW/m².
 - La masa de aire o “Air mass” se representa mediante el símbolo “AM_{STC}” y su valor es de 1,5G. La masa de aire cuantifica la cantidad de aire que los “rayos” de luz atraviesan en su paso por la atmósfera terrestre.
- Temperatura de operación nominal de la célula (o celda) fotovoltaica. Se representa mediante las siglas “TONC” o más comúnmente por sus siglas inglesas “NOCT”. Su valor es característico de cada modelo de panel fotovoltaico y se define para una irradiancia de 0,8kW/m² y una temperatura ambiente de 20°C.

ANEXO 2: VISTAS DEL EMPLAZAMIENTO. SITUACIÓN DE LOS DISPOSITIVOS

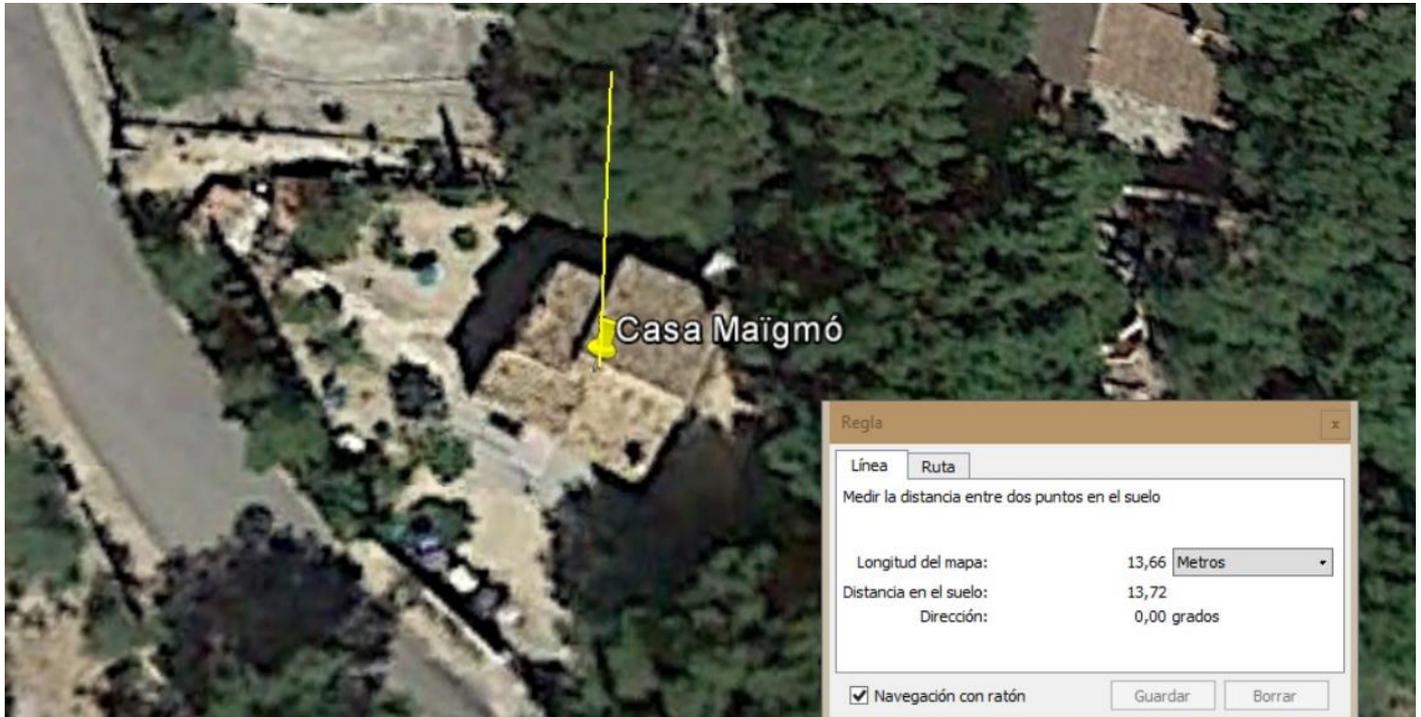


Figura 1. "Imagen Satelital de la Vivienda (Google Earth)". La línea amarilla señala al Norte.



Figura 2. "Delimitación de la Finca. Situación de los Dispositivos". La línea blanca delimita la extensión de la finca, en rojo se delimita el área del tejado en que se instalarán los módulos FV (a falta del porche que no sale en la imagen). En amarillo se indica la ubicación de las casetas en que se alojarán los diferentes dispositivos de la instalación-

ANEXO 3: DISEÑO DEL SISTEMA DE CAPTACIÓN SOLAR

En el presente anexo se recogen los cálculos efectuados a la hora de diseñar la distribución de los paneles solares en el tejado de la vivienda, así como una serie de esquemas que facilitan la comprensión de las relaciones trigonométricas empleadas.

En primer lugar, se ha procedido al cálculo de la altura solar para el mediodía solar del día 21 de diciembre o solsticio de invierno. Para ello se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones y se ha recurrido a la "Ecuación 1":

- La altura solar " h_s " es el ángulo que forma con la horizontal la línea que une el sistema de captación con el sol.
- La declinación solar " δ " es el ángulo que forma el plano eclíptico con el ecuador terrestre. Para el solsticio de invierno su valor es de $-23,45^\circ$.
- El mediodía solar corresponde al momento del día en que el sol se encuentra en su cénit, es decir, en que su altura solar es máxima.
- En el mediodía solar el azimut solar " Ψ_s " es nulo, es decir, no forma ángulo alguno con respecto al sur.
- La hora solar " ω " es la diferencia angular entre el mediodía solar y cualquier otra posición que ocupe el Sol a lo largo del día. En el mediodía solar la hora solar es igual a 0° . Antes del mediodía solar la hora solar adquiere valores negativos hasta -180° , tras el mediodía solar adquiere valores positivos hasta 180° .

$$\text{sen}(h_s) = \text{sen}(\delta) * \text{sen}(\phi) + \text{cos}(\delta) * \text{cos}(\phi) * \text{cos}(\omega)$$

Ecuación 1. "Cálculo de la altura solar".

El símbolo " ϕ " de la expresión anterior hace referencia a la latitud en que se encuentra la vivienda. Sustituyendo los valores de los ángulos y despejando el seno de la altura solar, se obtiene un valor de 28° para la altura solar.

Conocida la altura solar para el mediodía solar del solsticio de invierno se procede a calcular la distancia mínima que debe existir entre filas de módulos fotovoltaicos a fin de evitar el sombreado entre ellas. Para ello, aplicando el teorema del seno, se obtiene que dicha distancia debe ser mayor a 2545mm para los módulos instalados verticalmente y de 1285mm para los instalados horizontalmente. Dicho teorema queda recogido en la "Ecuación 2", a la vez que se ilustra su aplicación mediante la "Figura 1".

$$\frac{a}{\text{sen}(A)} = \frac{b}{\text{sen}(B)} = \frac{c}{\text{sen}(C)}$$

Ecuación 2. "Teorema del seno".

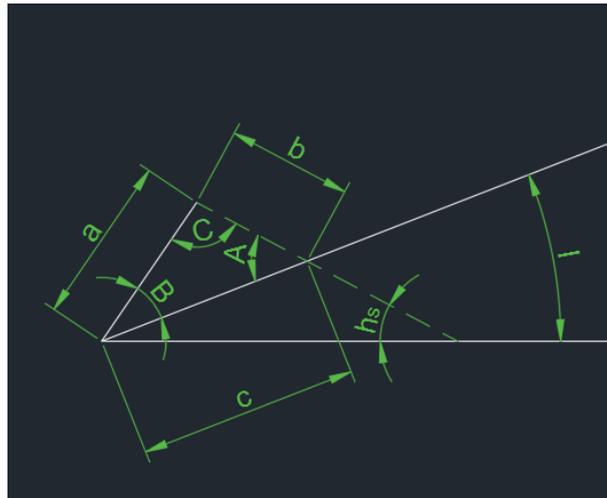


Figura 1. "Cálculo de la distancia mínima".

Se observa en la figura que la distancia mínima que debe dejarse entre paneles coincide con la distancia comprendida entre el vértice "B" y el punto de corte de la altura solar "h_s" con la vertiente del tejado, dicha distancia ha sido definida mediante la letra "c". Asimismo, la pendiente del tejado "i" es conocida y tiene un valor de 22°, el ángulo "B" corresponde a la inclinación de los paneles respecto al tejado, por lo que si la inclinación de los mismos con respecto a la horizontal fue fijada en 56° para maximizar la producción solar en invierno, con respecto a dicho tejado será 22° menor, esto es, 34°. El valor del ángulo "A" es fácil de calcular, pues resulta de la intersección de una línea que forma 22° respecto a la horizontal y de otra que forma 28° también respecto a la horizontal, con lo que su valor es la suma de ambos ángulos, 50°. El valor del ángulo "C" puede obtenerse de restar a 180° los valores de "A" y "B", obteniéndose un ángulo de 96° (pues los tres ángulos de un triángulo siempre suman 180°). El lado "a" corresponde al lado del módulo fotovoltaico; 1960mm cuando se instale verticalmente y 990mm cuando se instale horizontalmente. Sustituyendo en la "Ecuación 2" los valores de "a", "A" y "C", es posible despejar el valor de la distancia mínima "c", para los módulos verticales u horizontales; 2545mm y 1285mm respectivamente.

De forma análoga se calcula la distancia "c" de la barra que se ancla al tejado de la estructura soporte de los módulos, dicha estructura presenta forma de escuadra. Para ello únicamente ha de sustituirse el valor del ángulo "C" por 90°, pues se trata de una escuadra y el del ángulo "A" se calcula como la resta entre 180° y la suma de "C" y "B", obteniéndose un valor de 56°, el ángulo complementario de 34°. Aplicando el teorema del seno de igual modo se obtiene que la distancia "c" para los módulos verticales u horizontales es: 2364mm y 1194mm respectivamente.

ANEXO 4: ESQUEMAS ELÉCTRICOS DE LA INSTALACIÓN

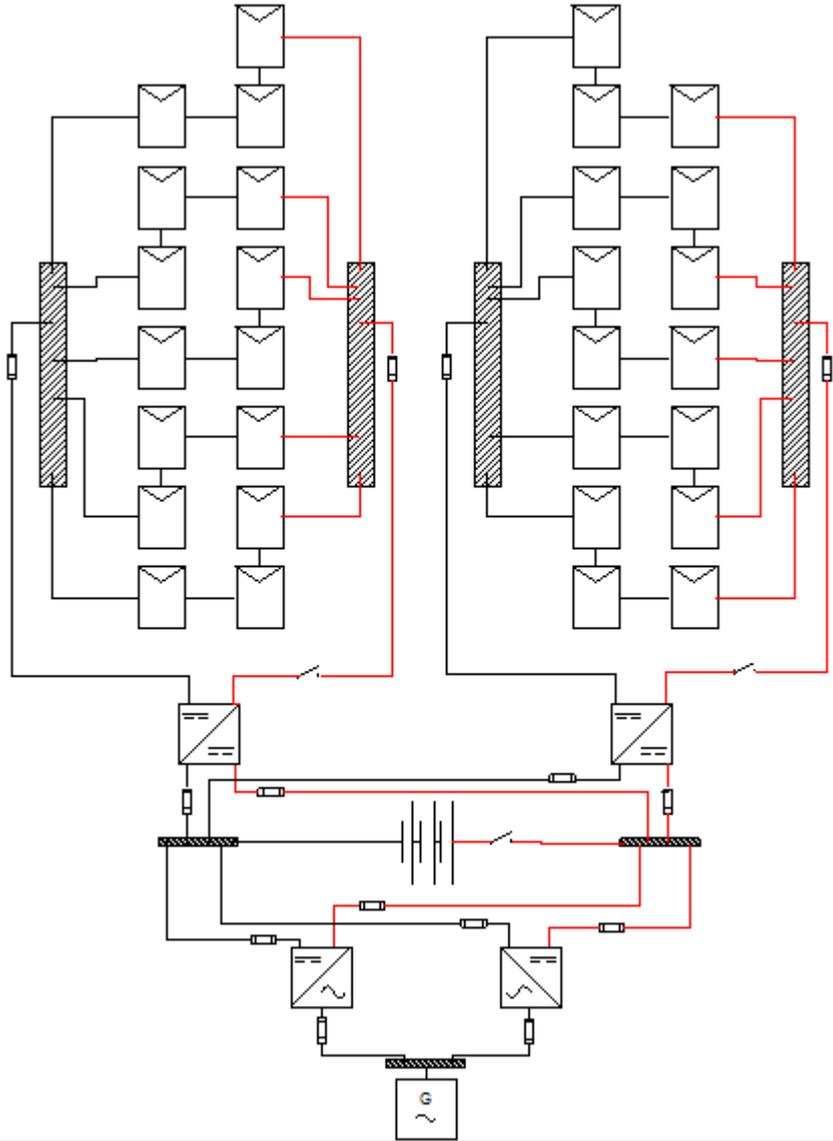


Figura 1. "Esquema eléctrico de las líneas activas de la instalación fotovoltaica".

En la “Figura 1” del presente anexo no se han representado las puestas a tierra de la instalación, éstas se representarán en la “Figura 2”. La ubicación de los fusibles y dispositivos de maniobra dentro de cada línea es meramente ilustrativa, estos deberán posicionarse en el interior de cajas estancas, anclados a una pared accesible.

Por otra parte, los dispositivos inversor/cargador se han representado como inversores. No obstante, las líneas que unen dichos dispositivos con los dispositivos de distribución cuando trabajan en modo inversor, son las mismas líneas que cuando operan en modo cargador. Por ello, cuando la corriente entra desde el lado de alterna y sale por el de continua operará como cargador y cuando lo haga desde los controladores de carga y/o desde el acumulador operará como un inversor. Asimismo, no se ha representado la línea de conexión de los inversores con el cuadro general de distribución de la vivienda. Todos estos detalles han sido omitidos por cuestión de espacio, no obstante, serán representados en los esquemas eléctricos individuales de cada sistema de la instalación.

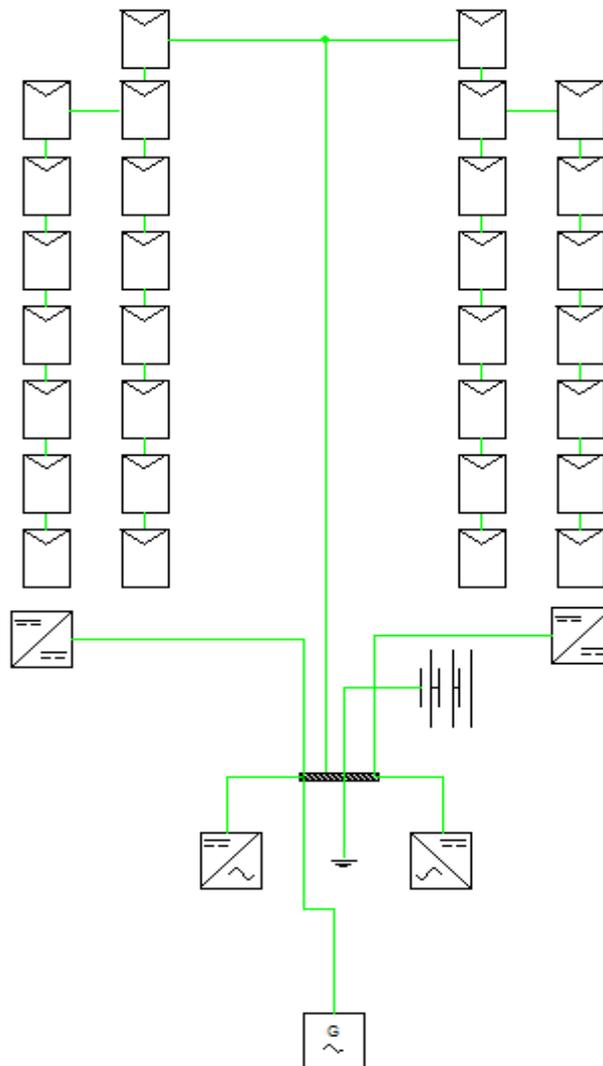


Figura 2. “Esquema de la puesta a tierra de la instalación”. Del generador auxiliar sólo se pone a tierra la carcasa, al igual que sucede con los módulos fotovoltaicos. El sistema de acumulación tiene puesta a tierra su polaridad negativa y la bancada de acero.

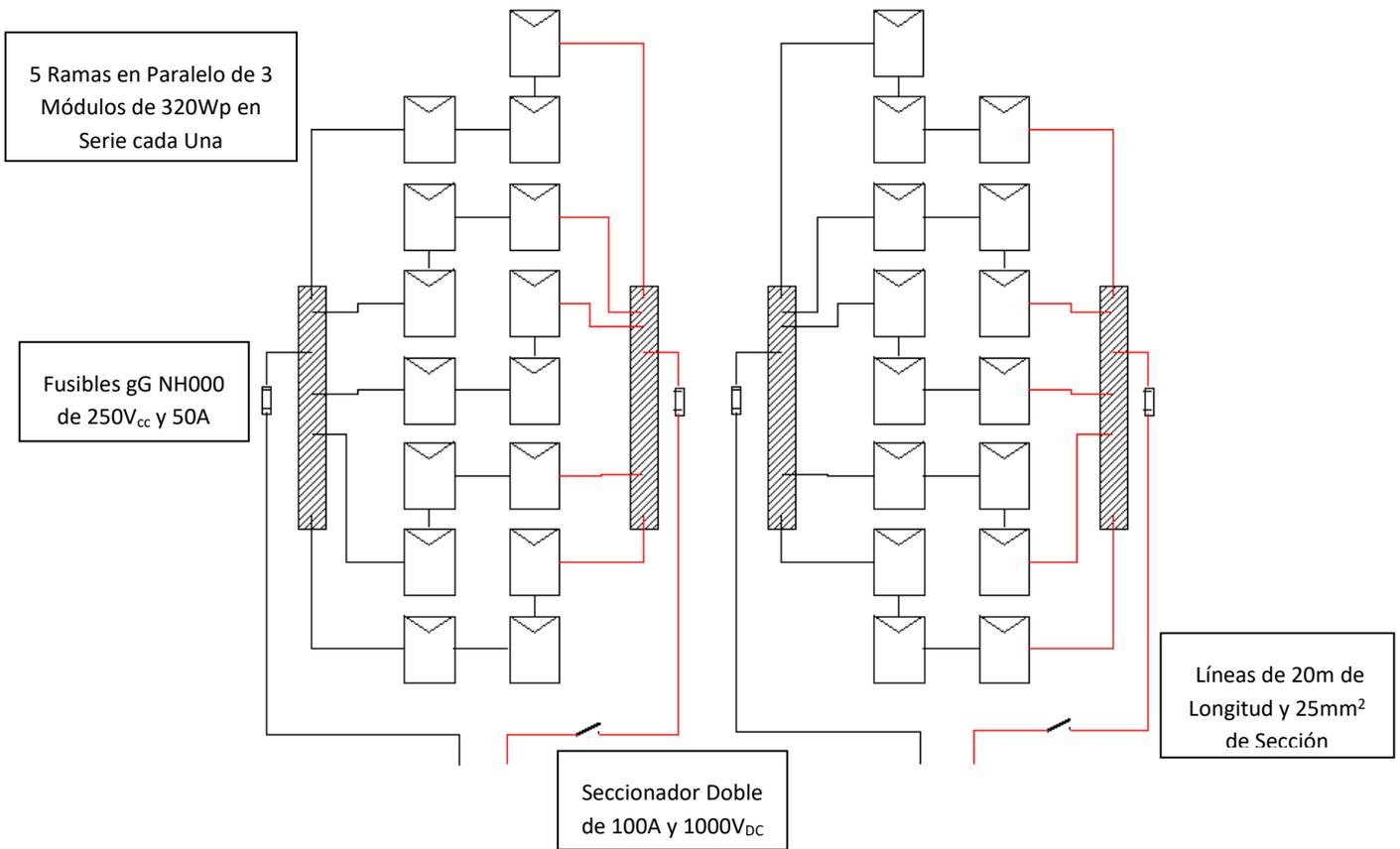


Figura 3. “Esquema eléctrico del sistema de captación solar”. En rojo se representa la polaridad positiva y en negro la polaridad negativa. Los cables de conexión en serie de los módulos fotovoltaicos se han representado en negro pero corresponden a la unión de un cable positivo con otro negativo.

La conexión en serie de los módulos se realiza conectando el cable de polaridad positiva de un módulo con el cable de polaridad negativa del siguiente. El campo de módulos se ha subdividido en dos campos para realizar el esquema de conexiones pues cada uno de ellos conectará con un controlador de carga diferente. Asimismo, la conexión en serie de los módulos adopta la disposición en “L”, que puede apreciarse en la “Figura 3”, por ser la que permite que la longitud de cableado sea lo más homogénea posible para cada rama en paralelo. De este modo todas las ramas presentan las mismas pérdidas en el cableado por efecto Joule y operan en igualdad de condiciones, se tiene un sistema equilibrado.

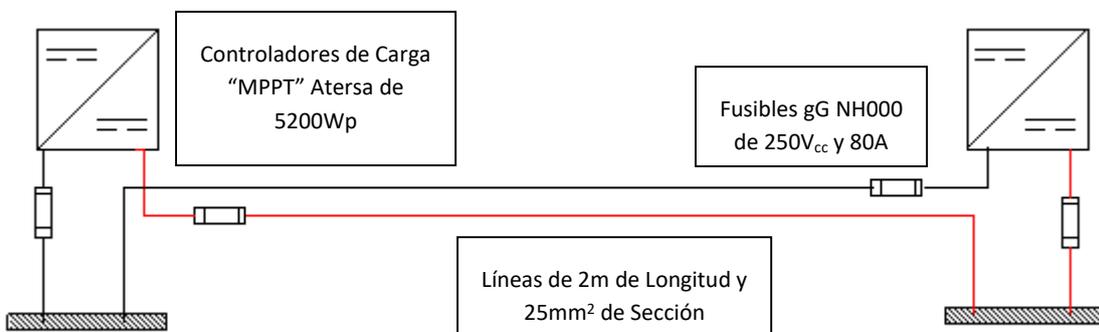


Figura 4. “Esquema eléctrico de los controladores de carga “MPPT””.

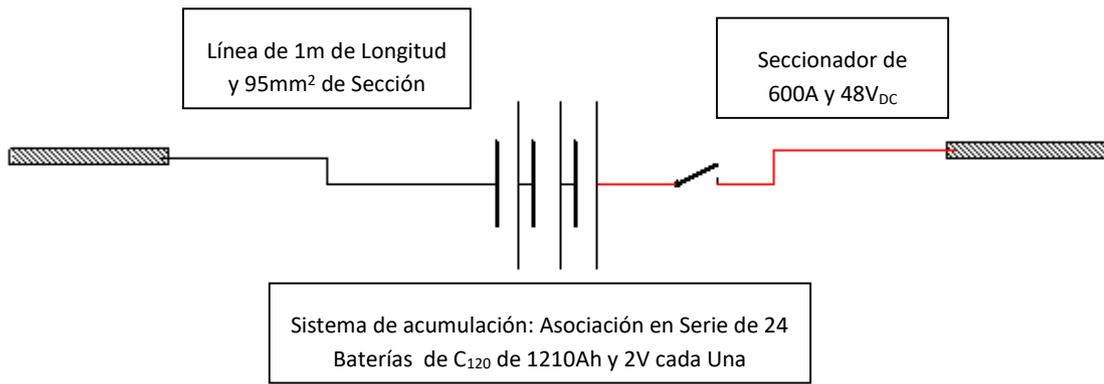


Figura 5. "Esquema eléctrico del sistema de acumulación".

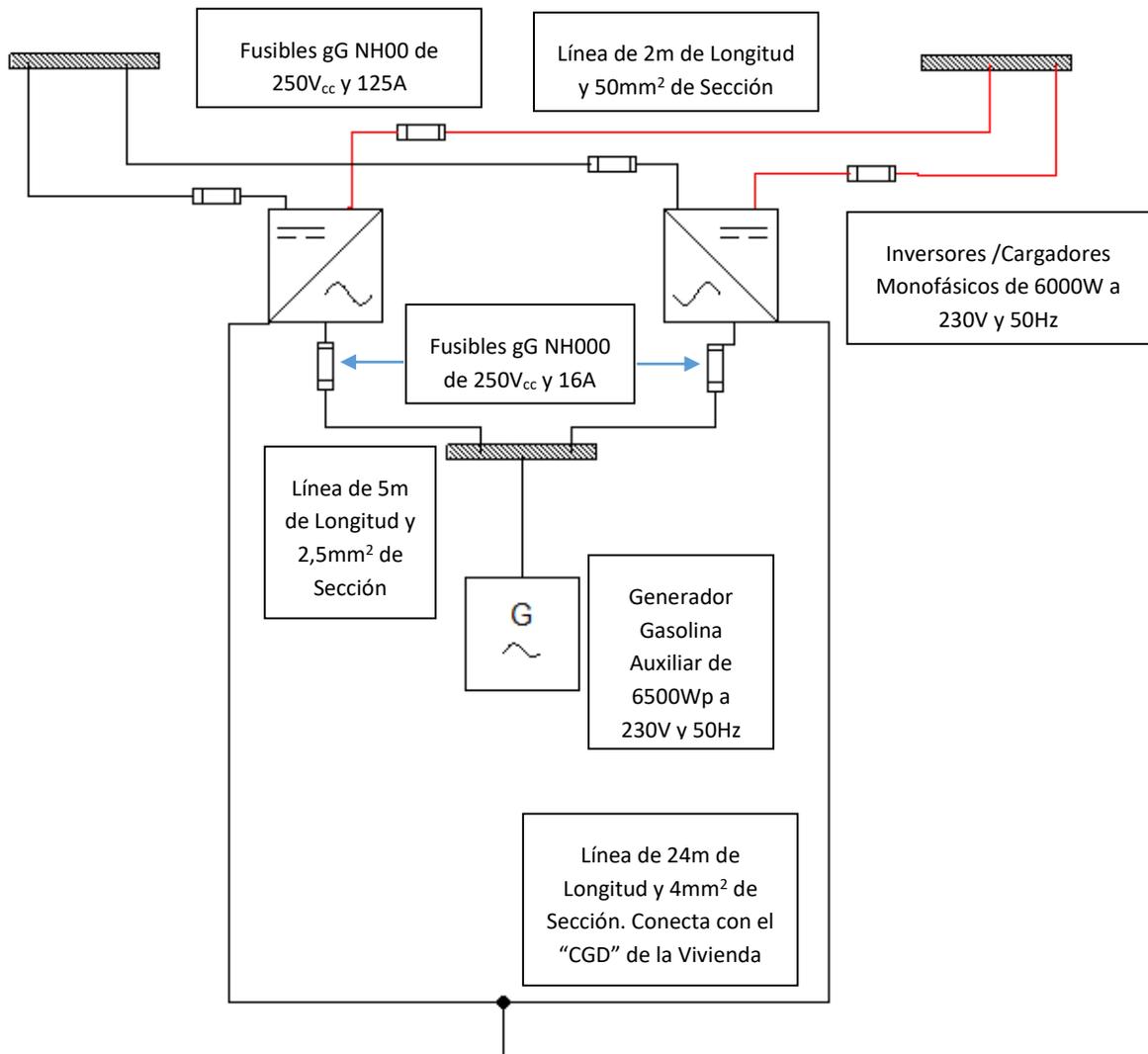


Figura 6. "Esquema eléctrico de los inversores/cargadores y del generador auxiliar".

En las figuras anteriores, han sido omitidos el panel de control, el módulo de arranque automático, así como los sensores de temperatura, tensión y corriente, pues forman parte de la red de comunicaciones de la instalación fotovoltaica y su instalación deberá realizarse de acuerdo a las indicaciones de los fabricantes, las cuales quedan recogidas en los respectivos manuales.

BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS

1. Häberlin, Heinrich. Photovoltaics: system design and practice. United Kingdom: John Wiley & Sons, Ltd; 2012. Capítulo 2.
 2. Häberlin, Heinrich. Photovoltaics: system design and practice. United Kingdom: John Wiley & Sons, Ltd; 2012. p. 515.
 3. Häberlin, Heinrich. Photovoltaics: system design and practice. United Kingdom: John Wiley & Sons, Ltd; 2012. p. 487-489.
 4. Häberlin, Heinrich. Photovoltaics: system design and practice. United Kingdom: John Wiley & Sons, Ltd; 2012. Capítulo 7.
 5. Häberlin, Heinrich. Photovoltaics: system design and practice. United Kingdom: John Wiley & Sons, Ltd; 2012. p. 514.
 6. Häberlin, Heinrich. Photovoltaics: system design and practice. United Kingdom: John Wiley & Sons, Ltd; 2012. p. 514.
-
- Balocchi, Emilio. Química General. 3ª ed. 1996.
 - Roger Folch, José; Riera Guasp, Martín; Roldán Porta, Carlos. Tecnología Eléctrica. 3ª ed. España; Síntesis: marzo de 2010.
 - Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT).
 - Apuntes de la asignatura “Energía Fotovoltaica y Electrónica de Potencia”. Garcerá Sanfelú, Gabriel; Figueres Amorós, Emilio.
 - Cuaderno de aplicaciones técnicas nº 5: Interruptores ABB para aplicaciones en corriente continua.
 - Josep Mestre Rovira. NTP 142: Grupos electrógenos. Protección contra contactos eléctricos indirectos. Centro de Investigación y Asistencia Técnica (Barcelona): 1980.
 - Cuaderno Técnico nº172.

PRESUPUESTO

1. PRECIOS UNITARIOS

Se aborda en el siguiente apartado la exposición los costes unitarios de cada una de las partidas de materiales y una descripción sumaria de las mismas. Los costes de mano de obra no se analizan en el presente trabajo por desconocimiento del tiempo de ejecución material de la instalación, salarios de los trabajadores y alquiler de maquinaria.

1.1 SISTEMA DE CAPTACIÓN SOLAR

Todos los precios unitarios de los materiales que conforman el sistema de captación solar (o generador solar), excluyendo protecciones y cableado se detallan a continuación.

1.1.1 MÓDULO FOTOVOLTAICO WAREEE WS-320/24V

Módulo fotovoltaico del fabricante "Waree" de la gama "ADITYA-SERIES MULTI" de 72 (12x6) células fotovoltaicas de silicio policristalino. Cuenta de serie con tres diodos de "by-pass", un fusible y 1,2 metros de cable de 4mm² de sección para su conexión con otros dispositivos. Sus dimensiones son 1960mm de largo, 990mm de ancho y 42mm de espesor. Su peso es de 22,5kg.

Resumen	Unidades	Cantidad	Importe
Módulo Fotovoltaico WS-320/24V	Ud.	1	250,00 €

1.1.2 ESTRUCTURA SOPORTE HORIZONTAL SUNFERENERGY CH915

Estructura inclinada "CH915" de aluminio "EN AW 6005^a" con tornillería de acero inoxidable del fabricante "SunferEnergy". Apto para cubiertas de teja mediante incorporación de un gancho salvatejas, no incluido. Admite ángulos de inclinación hasta de 60 grados. El modelo seleccionado permite el montaje horizontal de un único módulo. Incluye toda la tornillería, perfilería y accesorios necesarios para la fijación de los módulos fotovoltaicos (excepto gancho salvatejas).

Resumen	Unidades	Cantidad	Importe
Estructura Inclinada CH915	Ud.	1	59,29 €

1.1.3 GANCHO SALVATEJAS SUNFERENERGY CVE915

Gancho de aluminio que permite la instalación de la estructura soporte sobre cubierta de tejas preservando la integridad de las mismas. Se vende en pack de 4 unidades.

Resumen	Unidades	Cantidad	Importe
Gancho Salvatejas CVE915	Pack	1	63,92 €

1.2 SISTEMA DE CONTROL DE CARGA SOLAR “MPPT”

1.2.1 CONTROLADOR DE CARGA “MPPT-80C”.

Controlador de carga con seguimiento del punto de máxima potencia “MPPT” del fabricante “Atersa”, serie “MPPT”, modelo “MPPT-80C”. Admite una tensión máxima de circuito abierto del sistema de captación solar de 140V y una intensidad de cortocircuito de 70A. Es capaz de entregar 800A de corriente continua a las baterías. Su eficiencia máxima es del 99%. Cuenta con un algoritmo de carga programable.

Resumen	Unidades	Cantidad	Importe
Controlador Atersa MPPT-80C	Ud.	1	767,99 €

1.3 SISTEMA DE ACUMULACIÓN

Se muestra a continuación el precio unitario de cada bloque de 6 vasos de 2V de 1210Ah de capacidad nominal, así como el coste unitario de cada bancada de las baterías.

1.3.1 BATERÍA ESTACIONARIA “OPZS SOLAR 1210”

Vaso de 2V de tensión nominal con una capacidad para un tiempo de descarga de 120 horas de 1210Ah del fabricante “Victron”. La cubierta es transparente, facilitando las labores de mantenimiento. Sus dimensiones son: altura de 210mm; anchura de 1915mm y profundidad de 711mm. Su peso es de 65kg con ácido. Se comercializa en pack de 6 vasos de 2V.

Resumen	Unidades	Cantidad	Importe
Batería OPzS Solar 1210Ah	Pack	1	3.273,97 €

1.3.2 BANCADA DE ACERO GALVANIZADO

Bancada de acero galvanizado de doble altura. Estas bancadas están específicamente diseñadas para trabajar con baterías OPZS y permiten instalar rápida y sencillamente un sistema de sujeción de dichas baterías. Del fabricante “TeknoSolar”.

Resumen	Unidades	Cantidad	Importe
Bancada de Baterías Doble Altura	Ud.	1	250,00 €

1.3.3 DESCONECTOR DE BATERÍA DE 2 POSICIONES 600A

Desconector rotativo de baterías del fabricante “TechnoSun” de 48V de tensión nominal y poder nominal de corte de 600A. La máxima corriente que puede sostener por 5 segundos es de 2500A. Las posiciones en que puede mantenerse son “On” y “Off”.

Resumen	Unidades	Cantidad	Importe
Desconector Baterías 600A	Ud.	1	32,82 €

1.4 INVERSOR HÍBRIDO

Inversor/cargador híbrido (aúna en un mismo dispositivo la función de inversor y de cargador de baterías) del fabricante “Xantrex” (actualmente parte del grupo “Schneider Electric”) gama “XW”, modelo “XW6048-230-50”. Ofrece una salida de corriente alterna monofásica de forma de onda sinusoidal, de frecuencia ajustable entre 50Hz o 60Hz y valor eficaz de tensión de 230V y 115V respectivamente. La eficiencia máxima de este inversor es del 95,4%, siendo la THD inferior al 5%. La máxima intensidad de salida de la parte “cargador” es de 100A para una tensión nominal de la bancada de baterías de 48V.

Resumen	Unidades	Cantidad	Importe
Inversor Híbrido XW6048-230-50	Ud.	1	3.234,94 €

1.4.1 PANEL DE CONTROL XW

El panel de control del sistema XW se compone de una pantalla gráfica de cristal líquido con iluminación posterior que permite visualizar la información de diagnóstico y configuración del sistema de todos los dispositivos conectados a la red XW.

Resumen	Unidades	Cantidad	Importe
Panel de Control XW	Ud.	1	262,00 €

1.4.2 MÓDULO DE ARRANQUE AUTOMÁTICO XW

El módulo de arranque de generador automático XW puede activar automáticamente un generador para proporcionar la potencia necesaria para recargar baterías agotadas o ayudar a suministrar potencia a cargas pesadas. El módulo de arranque de generador automático XW se puede configurar para que arranque el generador cuando se reduzca el voltaje de batería, el funcionamiento del termostato o el tamaño de las cargas de la batería del inversor.

Resumen	Unidades	Cantidad	Importe
Módulo de Arranque Automático XW	Ud.	1	139,00 €

1.5 SISTEMA DE GENERACIÓN AUXILIAR

A continuación se detallan los precios unitarios de los elementos que conforman el sistema de generación auxiliar y el recinto que debe instalarse para alojarlo, omitiendo el cableado y las protecciones.

1.5.1 GENERADOR GASOLINA INSONORIZADO “GUARDIAN SC-6”

Generador eléctrico con motor gasolina de 4 tiempos del fabricante español “Genergy”, serie “GH”, modelo “Guardian SC-6” de 6000W de potencia nominal y 6500W de potencia máxima. Genera una onda de corriente sinusoidal monofásica de 230V de valor eficaz a 50Hz. Cuenta con opción de arranque automático programable. Ideal para utilizar con inversores-cargadores en instalaciones de energía solar aislada.

Resumen	Unidades	Cantidad	Importe
Generador Guardian S6 Sol	Ud.	1	1.644,57 €

1.5.2 CASETA MONOBLOQUE DE HORMIGÓN ARMADO PREPHOR

Caseta monobloque de hormigón armado del fabricante “Prephor” de uso eléctrico, tal como el alojamiento de grupos electrógenos. Cumple con las normas EHE y CTE. Sus dimensiones son: 2,1m de altura, 1,8m de ancho y 1,8m de largo. El precio que se muestra a continuación es el precio base y no incluye mano de obra ni transporte.

Resumen	Unidades	Cantidad	Importe
Caseta Monobloque de Hormigón Armado	Ud.	1	2.200,00 €

1.6 CABLEADO ELÉCTRICO

A continuación se detallan los precios unitarios de los cables empleados para la interconexión de los diferentes dispositivos, así como el precio de cajas de conexiones o regletas.

1.6.1 CABLE UNIPOLAR EXZHELLENT GENERAL RZ1-K 0.6/1KV DE 95MM2

Cable flexible de tipo “RZ1-K 0.6/1kV” de 95mm² de sección del fabricante General Cable, con aislante de XLPE y cubierta de poliolefina termoplástica libre de halógenos. Cumple con UNE 21123-4, IEC 60502-1, UNE-EN 60332-1-2, UNE-EN 50267 y UNE 61034. El conductor es de cobre.

Resumen	Unidades	Cantidad	Importe
Cable Exzhellent General RZ1-K 95mm ²	Metro	1	11,43 €

1.6.2 CABLE UNIPOLAR EXZHELLENT GENERAL RZ1-K 0.6/1KV DE 50MM²

Cable flexible de tipo "RZ1-K 0.6/1kV" de 50mm² de sección del fabricante General Cable, con aislante de XLPE y cubierta de poliolefina termoplástica libre de halógenos. Cumple con UNE 21123-4, IEC 60502-1, UNE-EN 60332-1-2, UNE-EN 50267 y UNE 61034. El conductor es de cobre.

Resumen	Unidades	Cantidad	Importe
Cable Exzhellent General RZ1-K 50mm ²	Metro	1	6,24 €

1.6.3 CABLE UNIPOLAR EXZHELLENT GENERAL RZ1-K 0.6/1KV DE 25MM²

Cable flexible de tipo "RZ1-K 0.6/1kV" de 25mm² de sección del fabricante General Cable, con aislante de XLPE y cubierta de poliolefina termoplástica libre de halógenos. Cumple con UNE 21123-4, IEC 60502-1, UNE-EN 60332-1-2, UNE-EN 50267 y UNE 61034. El conductor es de cobre.

Resumen	Unidades	Cantidad	Importe
Cable Exzhellent General RZ1-K 25mm ²	Metro	1	3,18 €

1.6.6 CABLE UNIPOLAR EXZHELLENT GENERAL RZ1-K 0.6/1KV DE 4MM²

Cable flexible de tipo "RZ1-K 0.6/1kV" de 4mm² de sección del fabricante General Cable, con aislante de XLPE y cubierta de poliolefina termoplástica libre de halógenos. Cumple con UNE 21123-4, IEC 60502-1, UNE-EN 60332-1-2, UNE-EN 50267 y UNE 61034. El conductor es de cobre.

Resumen	Unidades	Cantidad	Importe
Cable Exzhellent General RZ1-K 4mm ²	Caja	1	40,50 €

1.6.7 CABLE DE INTERCONEXIÓN DE BATERÍAS DE 50MM²

Cable unifilar de cobre de 50mm² de sección con recubrimiento de PVC y bornes universales para la interconexión de baterías, del fabricante "Autosolar". Cuenta con señalización de la polaridad mediante distinción de colores.

Resumen	Unidades	Cantidad	Importe
Cable de Baterías Autosolar 50mm ²	Ud.	1	13,01 €

1.7 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Se muestran a continuación los precios unitarios de los elementos que permiten la correcta distribución de las líneas eléctricas.

1.7.1 BLOQUE DE DISTRIBUCIÓN UNIPOLAR BRU 250A

Bloque de distribución unipolar "BRU 250A" del fabricante "ABB". Cuenta con 7 puntos de conexión; 1 de 95mm² y 11 de sección variable. La intensidad de trabajo máxima del bloque es de 250A, la tensión de trabajo máxima es de 600V y soporta corrientes de cortocircuito de hasta 100kA. Grado de protección IP10.

Resumen	Unidades	Cantidad	Importe
Bloque de Distribución BRU 250A	Ud.	1	67,62 €

1.7.2 REPARTIDOR UNIPOLAR LEGRAND

Repartidor de cable unipolar de 40A del fabricante "Legrand". Indicado para la asociación en paralelo de ramas de paneles fotovoltaicos.

Resumen	Unidades	Cantidad	Importe
Repartidor Legrand	Ud.	1	58,48 €

1.7.3 CAJA ESTANCA

Caja estanca de 160x135mm libre de halógenos, construida según norma UNE EN 60439-1-3, grado de protección IP55, resistencia al impacto IK-08, resistencia al hilo incandescente de 650°C.

Resumen	Unidades	Cantidad	Importe
Caja Estanca	Ud.	1	5,70 €

1.8 SISTEMA DE PROTECCIONES

Se muestran a continuación los precios unitarios de los elementos que permiten la correcta protección de las líneas eléctricas, los dispositivos a ellas conectados y, dada la distribución "TN-S" de la instalación, de la protección frente a contactos indirectos.

1.8.1 FUSIBLE GG NH000 16A

Se trata de un fusible cerámico tipo "gG" de cuchillas (o cartucho) de 250V de tensión (en DC) y 16A de corriente de trabajo de la serie "Bussmann" de la compañía "Eaton". Poder de corte 120kA.

Resumen	Unidades	Cantidad	Importe
Fusible gG NH000 16A Bussmann	Ud.	1	4,66 €

1.8.2 FUSIBLE GG NH000 50A

Se trata de un fusible cerámico tipo “gG” de cuchillas (o cartucho) de 250V de tensión (en DC) y 50A de corriente de trabajo de la serie “Bussmann” de la compañía “Eaton”. Poder de corte 120kA.

Resumen	Unidades	Cantidad	Importe
Fusible gG NH000 50A Bussmann	Ud.	1	4,67 €

1.8.3 FUSIBLE GG NH000 80A

Se trata de un fusible cerámico tipo “gG” de cuchillas (o cartucho) de 250V de tensión (en DC) y 80A de corriente de trabajo de la serie “Bussmann” de la compañía “Eaton”. Poder de corte 120kA.

Resumen	Unidades	Cantidad	Importe
Fusible gG NH000 80A Bussmann	Ud.	1	5,48 €

1.8.4 FUSIBLE GG NH00 125A

Se trata de un fusible cerámico tipo “gG” de cuchillas (o cartucho) de 250V de tensión (en DC) y 125A de corriente de trabajo de la serie “Bussmann” de la compañía “Eaton”. Poder de corte 120kA.

Resumen	Unidades	Cantidad	Importe
Fusible gG NH00 125A Bussmann	Ud.	1	9,49 €

1.8.5 BASE PORTAFUSIBLES NH00-000

Se trata de una base portafusibles abierta para fusibles de tamaño NH00-NH000 de la serie “Bussmann” de la compañía “Eaton”.

Resumen	Unidades	Cantidad	Importe
Base Portafusibles NH00 Bussmann	Ud.	1	6,07 €

1.9 TUBERÍA

A continuación se muestran los precios unitarios de los diferentes tipos de tubo empleado para alojar los cables eléctricos de la instalación.

1.9.1 CANALIZACIÓN SUBTERRÁNEA 90MM

Tubería de doble pared “PEAD” del fabricante “Odibakar”; corrugada en el exterior y lisa en el interior, de polietileno libre de halógenos. El diámetro exterior es de 90mm. Cumple con la norma UNE EN 61386.2.4. La resistencia al impacto es de 450N. Se vende en rollos de 50m.

Resumen	Unidades	Cantidad	Importe
Tubo "PEAD" 90mm	Rollo	1	174,50 €

1.9.2 TUBO FIJADO EN SUPERFICIE 50MM

Tubo rígido de PVC, roscable, curvable en caliente, de color negro, de 50mm de diámetro nominal, para canalización fija en superficie. Resistencia a la compresión 1250N, resistencia al impacto 2 julios, temperatura de trabajo -5°C hasta 60°C, con grado de protección IP 547 según UNE 20324, propiedades eléctricas: aislante, no propagador de la llama. Según UNE-EN 61386-1, UNE-EN 61386-22 y UNE-EN 60423. Incluye abrazaderas, elementos de sujeción y accesorios (curvas, manguitos, codos y curvas flexibles). Se vende en fardos de 15m.

Resumen	Unidades	Cantidad	Importe
Tubo Superficie 50mm	Fardo	1	63,60 €

2. MEDICIONES Y PRESUPUESTOS PARCIALES

2.1 CAMPO DE CAPTACIÓN

Código	Tipo	Resumen	Unidades	Cantidad	Precio	Importe
1	Capítulo	Campo de Captación	-	-	-	9.790,06 €
1.1	Ítem	Módulo Fotovoltaico WS-320/24V	Ud.	30	250,00 €	7.500,00 €
1.2	Ítem	Estructura Inclinada CH915	Ud.	30	59,29 €	1.778,70 €
1.3	Ítem	Gancho Salvatejas CVE915	Pack	8	63,92 €	511,36 €

2.2 SISTEMA DE CONTROL DE CARGA "MPPT"

Código	Tipo	Resumen	Unidades	Cantidad	Precio	Importe
2	Capítulo	Sistema de Control de Carga "MPPT"	-	-	-	1.535,98 €
2.1	Ítem	Controlador Atersa MPPT-80C	Ud.	2	767,99 €	1.535,98 €

2.3 SISTEMA DE ACUMULACIÓN

Código	Tipo	Resumen	Unidades	Cantidad	Precio	Importe
3	Capítulo	Sistema de Acumulación	-	-	-	14.128,70 €
3.1	Ítem	Batería OPzS Solar 1210Ah	Pack	4	3.273,97 €	13.095,88 €
3.2	Ítem	Bancada de Baterías Doble Altura	Ud.	4	250,00 €	1.000,00 €
3.3	Ítem	Desconector Baterías 600A	Ud.	1	32,82 €	32,82 €

2.4 SISTEMA DE CONVERSIÓN DE CORRIENTE

Código	Tipo	Resumen	Unidades	Cantidad	Precio	Importe
4	Capítulo	Sistema de Conversión de Corriente	-	-	-	6.731,88 €
4.1	Ítem	Inversor Híbrido XW6048-230-50	Ud.	2	3.234,94 €	6.469,88 €
4.2	Ítem	Panel de Control XW	Ud.	1	262,00 €	262,00 €
4.3	Ítem	Módulo de Arranque Automático XW	Ud.	1	139,00 €	139,00 €

2.5 SISTEMA DE GENERACIÓN AUXILIAR

Código	Tipo	Resumen	Unidades	Cantidad	Precio	Importe
5	Capítulo	Sistema de Generación Auxiliar	-	-	-	3.513,10 €
5.1	Ítem	Generador Guardian S6 Sol	Ud.	1	1.644,57 €	1.313,10 €
5.2	Ítem	Caseta Monobloque de Hormigón Armado	Ud.	1	2.200,00 €	2.200,00 €

2.6 SISTEMA DE CABLEADO ELÉCTRICO

Código	Tipo	Resumen	Unidades	Cantidad	Precio	Importe
6	Capítulo	Cableado Eléctrico	-	-	-	929,29 €
6.1	Ítem	Cable Exzhellent General RZ1-K 95mm ²	Metro	2	11,43 €	22,86 €
6.2	Ítem	Cable Exzhellent General RZ1-K 50mm ²	Metro	9	6,24 €	56,16 €
6.3	Ítem	Cable Exzhellent General RZ1-K 25mm ²	Metro	136	3,18 €	432,48 €
6.4	Ítem	Cable Exzhellent General RZ1-K 4mm ²	Caja	1	40,50 €	40,50 €
6.5	Ítem	Cable de Baterías Autosolar 50mm ²	Ud.	29	13,01 €	377,29 €

2.7 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

Código	Tipo	Resumen	Unidades	Cantidad	Precio	Importe
7	Capítulo	Sistema de Distribución	-	-	-	459,58 €
7.1	Ítem	Bloque de Distribución BRU 250A	Ud.	3	67,62 €	202,86 €
7.2	Ítem	Repartidor Unipolar Legrand	Ud.	4	58,48 €	233,92 €
7.3	Ítem	Caja Estanca	Ud.	4	5,70 €	22,80 €

2.8 SISTEMA DE PROTECCIONES

Código	Tipo	Resumen	Unidades	Cantidad	Precio	Importe
8	Capítulo	Sistema de Protección	-	-	-	172,70 €
8.1	Ítem	Fusible gG NH000 16A Bussmann	Ud.	2	4,66 €	9,32 €
8.2	Ítem	Fusible gG NH000 50A Bussmann	Ud.	4	4,67 €	18,68 €
8.3	Ítem	Fusible gG NH000 80A Bussmann	Ud.	4	5,44 €	21,76 €
8.4	Ítem	Fusible gG NH00 125A Bussmann	Ud.	4	9,49 €	37,96 €
8.5	Ítem	Base Portafusibles NH00 Bussmann	Ud.	14	6,07 €	84,98 €

2.9 SISTEMA DE TUBERÍA

Código	Tipo	Resumen	Unidades	Cantidad	Precio	Importe
9	Capítulo	Sistema de Tubería	-	-	-	238,10 €
9.1	Ítem	Tubo "PEAD" 90mm	Rollo	1	174,50 €	174,50 €
9.2	Ítem	Tubo Superficie 50mm	Fardo	1	63,60 €	63,60 €

3. PRESUPUESTO FINAL

Se muestra a continuación el presupuesto final conjuntamente a los porcentajes, respecto al coste total de la instalación fotovoltaica, que suponen cada uno de los sistemas que la conforman.

Código	Resumen	Importe	Porcentaje
1	Campo de Captación	9.790,06 €	26,11%
2	Sistema de Control de Carga "MPPT"	1.535,98 €	4,10%
3	Sistema de Acumulación	14.128,70 €	37,68%
4	Sistema de Conversión de Corriente	6.731,88 €	17,95%
5	Sistema de Generación Auxiliar	3.513,10 €	9,37%
6	Cableado Eléctrico	929,29 €	2,48%
7	Sistema de Distribución	459,58 €	1,23%
8	Sistema de Protección	172,70 €	0,46%
9	Sistema de Tubería	238,10 €	0,63%
Total		37.499,39 €	100,00%

4. CONCLUSIONES AL PRESUPUESTO

Se observa que la parte de la instalación fotovoltaica que supone el mayor desembolso económico es el sistema de acumulación (el 37,68%), por lo que a la hora de su diseño se procedió adecuadamente seleccionando valores bajos para la profundidad de descarga, optimizando así su vida útil. Asimismo, al seleccionar el esquema de conexión a tierra "TN-S" se consigue reducir considerablemente el coste de las protecciones, pues la protección frente a contactos indirectos es realizada por los mismos dispositivos de protección de las líneas, no precisándose la implementación adicional de interruptores automáticos ni diferenciales.