



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

Diseño de una instalación fotovoltaica aislada de 10 kWp
para una bodega y vivienda con cargador para vehículo
eléctrico en la Plana Alta de Castelló

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

AUTOR/A: Sáenz Bermell, Albert

Tutor/a: Seguí Chilet, Salvador

CURSO ACADÉMICO: 2023/2024

Quisiera agradecer en primer lugar a Salvador, mi tutor, por su tiempo y paciencia. Su guía ha sido inestimable para mí y quiero agradecer la oportunidad que he tenido de aprender de él.

También quiero agradecer a mis compañeros, amigos y mi familia por darme ánimo y haber mostrado su interés pese a los desafíos que se han presentado.

Y, por último, a mi pareja, Ana, por su apoyo y por no haberme dejado abandonar justo antes de cruzar la meta. Gracias por creer en mí y estar ahí en cada paso del camino.

Albert.

Resumen

El Sol es una fuente inagotable de energía al alcance del ser humano. El avance tecnológico hace más accesible el uso de instalaciones fotovoltaicas de **autoconsumo**. Este progreso técnico, se traduce en una mayor eficiencia a un precio más ajustado de los módulos fotovoltaicos y del resto de los componentes y por tanto un incremento en la adopción de la generación fotovoltaica para satisfacer la demanda energética.

Pese al auge que experimenta la **energía solar fotovoltaica** todavía existen ciertas dificultades a la hora de realizar una instalación fotovoltaica como puede ser el coste inicial del proyecto. Sin embargo, en zonas remotas donde la conexión a la red es impracticable o muy costosa, las **instalaciones aisladas** de la red se presentan como una solución esencial para garantizar una fuente fiable, sostenible y eficiente de energía eléctrica.

La motivación del presente proyecto surge al querer cubrir un consumo de electricidad en una **zona rural** donde no hay posibilidad de acceso a la red eléctrica, haciendo necesaria una instalación aislada. Asimismo, se busca poder demostrar que es posible vivir cómodamente y desempeñar actividades económicas en zonas remotas gracias a los avances tecnológicos y probar que una instalación totalmente aislada es una buena inversión y establece un modelo sostenible para las áreas rurales.

Para cubrir las necesidades de energía se realiza una instalación a medida para las necesidades del cliente, la cual sea lo más autónoma posible y con el menor mantenimiento. En este caso se busca alimentar una vivienda unifamiliar que incluye un cargador para vehículos eléctricos y una pequeña bodega que se encuentra en la misma finca. Por ello se determina que el sistema deberá ser capaz de suministrar una energía diaria de 23504 Wh, descartando cubrir la demanda eléctrica más elevada que se produce durante el mes de septiembre debido a la naturaleza de la actividad laboral que se desempeña, que en dicho mes alcanza un consumo diario de 41104 Wh.

Para satisfacer las anteriores necesidades de energía se diseña un generador fotovoltaico de 10 kWp inclinado a 40° y situado sobre una pérgola en la finca que sirve de cochera para el tractor. La demanda energética extraordinaria en el mes de septiembre se cubrirá mediante la instalación de un **generador auxiliar** de gasóleo.

Como solución para el almacenamiento de la energía se analizan las diversas soluciones tecnológicas, fijando una **autonomía** de 1,5 días ya que se cuenta con un grupo electrógeno auxiliar en la instalación. Tras valorar las distintas opciones, se opta por instalar un acumulador de litio de 50 kWh de capacidad.

Para alimentar las cargas de alterna, se elige un inversor cargador monofásico de 8 kVA. Este convertidor DC/AC bidireccional también actúa como cargador de las baterías desde el generador auxiliar cuando sea necesario y no haya radiación solar suficiente.

El sistema se complementa con un sistema de monitorización y gestión de la instalación capaz de arrancar y detener el generador auxiliar dadas las condiciones seleccionadas de baja batería o potencia demandada elevada.

El trabajo realiza un análisis pormenorizado de las alternativas a los componentes seleccionados buscando dar una solución a las situaciones de mayor demanda sin hacer un desembolso excesivo en baterías o un inversor de características sobredimensionadas.

Este proyecto está vinculado a varios **Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)**, en particular con el ODS 7: Energía Asequible y No Contaminante, al incentivar el uso de fuentes de energía renovable, en este caso, la solar fotovoltaica.

La instalación aislada también tiene un impacto positivo en el ODS 8: Trabajo Decente y Crecimiento Económico, al mostrar la viabilidad de actividades económicas generadoras de riqueza en áreas remotas sin acceso a la red eléctrica.

Además, contribuye al ODS 13: Acción por el Clima, ya que la fuente de energía principal tiene baja huella de carbono.

El proyecto destaca la importancia de la energía solar como una solución viable para zonas remotas sin acceso a la red eléctrica convencional. A pesar de los desafíos, como la demanda energética más elevada en un periodo, se demuestra la posibilidad de vivir de manera cómoda y realizar actividades económicas gracias a las instalaciones fotovoltaicas aisladas. La solución adoptada y las decisiones de diseño de la instalación garantizan la autonomía y la eficiencia del sistema.

Palabras clave: autoconsumo; energía solar fotovoltaica; instalaciones aisladas; zona rural; generador auxiliar; autonomía energética; Objetivos de Desarrollo Sostenible.

Resum

El Sol és una font inesgotable d'energia al l'abast de l'ésser humà. Els avanços tecnològics faciliten cada vegada més l'ús d'instal·lacions fotovoltaiques d'**autoconsum**. Aquest progrés tècnic es tradueix en una major eficiència a un preu més assequible dels mòduls fotovoltaiques i altres components i per tant un increment en l'adopció de la generació fotovoltaiques per satisfer la demanda energètica.

Malgrat el creixement que experimenta l'**energia solar fotovoltaica**, encara hi ha certes dificultats a l'hora de dur a terme una instal·lació fotovoltaiques, com ara el cost inicial del projecte. No obstant això, en zones remotes on la connexió a la xarxa és impracticable o molt costosa, les **instal·lacions aïllades** de la xarxa es presenten com una solució essencial per garantir una font fiable, sostenible i eficient d'energia elèctrica.

La motivació d'aquest projecte sorgeix al voler cobrir un consum d'electricitat en una **zona rural** on no hi ha possibilitat d'accés a la xarxa elèctrica, sent necessària una instal·lació aïllada. Igualment, es busca demostrar que és possible viure còmodament i realitzar activitats econòmiques en zones remotes gràcies als avanços tecnològics, provant que una instal·lació totalment aïllada és una bona inversió i estableix un model sostenible per a les àrees rurals.

Per cobrir les necessitats d'energia, es realitza una instal·lació a mida per a les necessitats del client, la qual siga lo més autònoma possible i amb el menor manteniment. En aquest cas, l'objectiu és alimentar un habitatge unifamiliar que inclou un carregador per a vehicles elèctrics i un xicotet celler que es troba a la mateixa finca. Per això, el sistema ha de ser capaç de subministrar una energia diària de 23504 Wh, descartant cobrir la demanda elèctrica més elevada que es produeix durant el mes de setembre a causa de la naturalesa de l'activitat laboral que es realitza, que arriba a un consum diari de 41104 Wh en aquest mes.

Per satisfer les anteriors necessitats d'energia, es dissenya un generador fotovoltaiques de 10 kWp inclinat a 40° i situat sobre una pèrgola en la finca que serveix de cotxera per al tractor. La demanda energètica extraordinària al mes de setembre es cobrirà mitjançant la instal·lació d'un **generador auxiliar** de gasoil.

Com a solució per al emmagatzematge de l'energia, s'analitzen les diverses solucions tecnològiques, fixant una **autonomia** de 1,5 dies ja que es compta amb un grup electrogen auxiliar a la instal·lació. Després de valorar les diferents opcions, es decideix instal·lar un acumulador de liti de 50 kWh de capacitat.

Per alimentar les càrregues d'alterna, s'opta per un inversor carregador monofàsic de 8 kVA. Aquest convertidor DC/AC bidireccional també actua com a carregador de les bateries des del generador auxiliar quan siga necessari i no hi haja prou radiació solar.

El sistema es complementa amb un sistema de monitorització i gestió de la instal·lació capaç d'arrancar i detenir el generador auxiliar donades les condicions seleccionades de baixa bateria o alta potència demandada.

El treball realitza un anàlisi detallat de les alternatives als components seleccionats, buscant proporcionar una solució a situacions de major demanda sense fer un desemborsament excessiu en bateries o un inversor de característiques sobredimensionades.

Aquest projecte està vinculat a diversos **Objectius de Desenvolupament Sostenible (ODS)**, en particular amb l'ODS7: Energia Assequible i No Contaminant, al incentivar l'ús de fonts d'energia renovable, en aquest cas, la solar fotovoltaica.

La instal·lació aïllada també té un impacte positiu en l'ODS 8: Treball Digne i Creixement Econòmic, al mostrar la viabilitat d'activitats econòmiques generadores de riquesa en àrees remotes sense accés a la xarxa elèctrica.

A més, contribueix a l'ODS 13: Acció pel Clima, ja que la font d'energia principal té baixa empremta de carboni.

El projecte destaca la importància de l'energia solar com una solució viable per a zones remotes sense accés a la xarxa elèctrica convencional. Malgrat els desafius, com la demanda energètica més elevada en un període, es demostra la possibilitat de viure de manera còmoda i realitzar activitats econòmiques gràcies a les instal·lacions fotovoltaïques aïllades. La solució adoptada i les decisions de disseny de la instal·lació garanteixen l'autonomia i l'eficiència del sistema.

Paraules clau: autoconsum; energia solar fotovoltaica; instal·lacions aïllades; zona rural; generador auxiliar; autonomia energètica; Objectius de Desenvolupament Sostenible.

Abstract

The Sun is an endless source of energy within human reach. Technological advancements make the utilization of **self-consumption** photovoltaic installations more accessible. This technical progress translates into greater efficiency at a more affordable price for photovoltaic modules and other components, resulting in an increased adoption of photovoltaic generation to meet energy demands.

Despite the growth experienced by **photovoltaic solar energy**, there are still certain challenges when it comes to implementing a photovoltaic installation, such as the initial project cost. However, in remote areas where grid connection is unfeasible or very costly, **off-grid systems** emerge as an essential solution to ensure a reliable, sustainable, and efficient source of electrical energy.

The motivation for this project arises from the desire to meet electricity consumption in a **rural area** where access to the electrical grid is not possible, needing an off-grid installation. Likewise, the goal is to demonstrate that it is possible to live comfortably and engage in economic activities in remote areas thanks to technological advances, proving that a fully isolated installation is a sound investment and establishes a sustainable model for rural areas.

To meet the energy needs, a custom installation is conducted to be as autonomous as possible and with minimal maintenance. In this case, the aim is to power a single-family home that includes an electric vehicle charger and a small wine cellar on the same estate. Therefore, the system must be capable of supplying a daily energy of 23504 Wh, excluding covering the higher electrical demand that occurs during the month of September due to the nature of the work activity performed, which reaches a daily consumption of 41104 Wh in that month.

To meet the energy needs, a 10 kWp photovoltaic generator is designed, inclined at 40°, and located on top of a metal canopy on the property that serves as parking space for the tractor. The unconventional energy demand in September will be covered by installing an **auxiliary diesel generator**.

As a solution for energy storage, various technological solutions are analysed, setting the **autonomy** at 1.5 days since there is an auxiliary generator in the installation. After assessing different options, the decision is made to install 50 kWh capacity lithium accumulator.

To power AC loads, a single-phase 8 kVA inverter/charger is chosen. This bidirectional DC/AC converter also acts as a battery charger from the auxiliary generator when necessary and there is insufficient solar radiation.

The system is complemented by a monitoring and management system capable of starting and stopping the auxiliary generator given selected conditions of low battery or high demanded power.

The work conducts a detailed analysis of alternatives to the selected components, seeking to provide a solution to situations of higher energy demand without excessive expenditure on batteries or an oversized inverter.

This project is linked to several **Sustainable Development Goals (SDGs)**, particularly SDG 7: Affordable and Clean Energy, by encouraging the use of renewable energy sources, in this case, solar photovoltaic.

The off-grid installation also has a positive impact on SDG 8: Decent Work and Economic Growth, by demonstrating the viability of wealth-generating economic activities in remote areas without access to the electrical grid.

Furthermore, it contributes to SDG 13: Climate Action, as the main energy source has a low carbon footprint.

The project emphasizes the importance of solar energy as a viable solution for remote areas without access to the conventional electrical grid. Despite challenges, such as higher energy demand in a specific period, it demonstrates the possibility of living comfortably and engaging in economic activities thanks to off-grid photovoltaic systems. The adopted solution and installation design decisions ensure the autonomy and efficiency of the system.

Keywords: self-consumption, photovoltaic solar energy, off-grid systems, rural area, auxiliary generator, energetic autonomy, Sustainable Development Goals.



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



TRABAJO DE FIN DE GRADO

GRADO EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA

1. MEMORIA

DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA
AISLADA DE 10 kWp PARA UNA BODEGA Y
VIVIENDA CON CARGADOR PARA VEHÍCULO
ELÉCTRICO EN LA PLANA ALTA DE CASTELLÓ

REALIZADO POR
Albert Sáenz Bermell

TUTORIZADO POR
D. Salvador Seguí Chilet

Índice

1.	Justificación del trabajo	1
2.	Objeto del trabajo.....	2
3.	Antecedentes	3
4.	Estudio de necesidades.....	5
4.1.	Situación de la instalación.....	5
4.2.	Requisitos del cliente	6
4.3.	Marco normativo	6
4.4.	Estudio de consumos y necesidades energéticas	6
4.4.1.	Cálculo de consumo del bombeo de agua	7
4.4.2.	Estudio de consumos en la vivienda	7
4.4.3.	Estudio de consumos en la bodega	9
4.4.4.	Estudio de consumos en el aparcamiento	9
4.4.5.	Consumo diario total	10
4.5.	Orientación e inclinación del generador fotovoltaico	10
4.6.	Irradiación disponible en el campo fotovoltaico	16
4.7.	Rendimiento del sistema	18
4.8.	Dimensionado del generador fotovoltaico	18
4.9.	Predimensionamiento del acumulador	19
5.	Descripción de las soluciones planteadas.....	21
5.1.	Campo fotovoltaico.....	21
5.1.1.	Elección del tipo de módulo	21
5.1.2.	Elección de la solución comercial del módulo	23
5.2.	Regulador de carga	24
5.2.1.	Elección del tipo de regulador de carga	24
5.2.2.	Elección de la solución comercial del regulador de carga	26
5.3.	Sistema de almacenamiento.....	28
5.3.1.	Elección del tipo de sistema de almacenamiento	28
5.3.2.	Elección de la opción comercial para el acumulador	31
5.4.	Inversor	32
5.4.1.	Elección del inversor	32
5.4.2.	Elección de la opción comercial para el inversor cargador	33
5.5.	Generador auxiliar	35
5.5.1.	Elección del generador auxiliar	35
5.5.2.	Elección de la opción comercial del generador auxiliar	37
5.6.	Conexión entre subsistemas.....	39
5.7.	Monitorización y control.....	40
6.	Descripción detallada de la solución adoptada	42

6.1.	Descripción del campo fotovoltaico	42
6.1.1.	Diseño del campo fotovoltaico	43
6.1.2.	Descripción de la estructura empleada	52
6.2.	Descripción del regulador de carga	53
6.2.1.	Diseño de las ramas o <i>strings</i> del campo fotovoltaico	54
6.3.	Descripción del sistema de almacenamiento	56
6.3.1.	Dimensionado del sistema de almacenamiento	57
6.3.2.	Diseño del sistema de almacenamiento	58
6.4.	Descripción del inversor.....	60
6.5.	Descripción del generador auxiliar	62
6.6.	Descripción del conexionado y elementos eléctricos.....	63
6.6.1.	Cálculo de la sección del conductor	64
6.6.2.	Elementos de protección	71
6.7.	Descripción del sistema de monitorización y control	72
6.7.1.	Gestión de la información	72
6.7.2.	Conexión con los componentes de la instalación	74
6.7.3.	Monitorización de los datos aportados	75
6.7.4.	Actuación y gestión de la información	75
7.	Conclusiones	77
8.	Bibliografía	78

Índice de ecuaciones

Ecuación 1 :	Consumo diario de las cargas.....	7
Ecuación 2 :	Energía consumida por la motobomba	7
Ecuación 3 :	Altura total equivalente	7
Ecuación 4 :	Declinación solar. Fuente: pveducation.org	11
Ecuación 5 :	Inclinación óptima	12
Ecuación 6 :	Factor de irradiación para una inclinación y azimut determinado. Fuente: IDAE	17
Ecuación 7 :	Obtención de las HSP.....	17
Ecuación 8 :	Cálculo de la potencia mínima del campo fotovoltaico. Fuente: IDAE	18
Ecuación 9 :	Calculo simple de la capacidad del acumulador.....	19
Ecuación 10 :	Número de paneles por fila	45
Ecuación 11 :	Distancia entre filas sobre una superficie inclinada	46
Ecuación 12 :	Cálculo de la elevación solar. Fuente: pveducation.org	46
Ecuación 13 :	Número de filas instalables con los módulos inclinados	47
Ecuación 14 :	Potencia pico del generador fotovoltaico.....	47
Ecuación 15 :	Cálculo de la V_{oc} para una temperatura determinada de la célula	54
Ecuación 16 :	Cálculo de la temperatura de la célula. Fuente: pveducation.org	54
Ecuación 17 :	Cálculo de la capacidad del acumulador. Fuente: IDAE	57
Ecuación 18 :	Cálculo de la sección del conductor según la caída de tensión	65

Índice de tablas

Tabla 1 :	Consumos en la vivienda.....	8
Tabla 2 :	Consumos en la bodega de uso continuado	9
Tabla 3 :	Consumo estacional en la bodega durante el mes de septiembre	9
Tabla 4 :	Consumos en el aparcamiento de EV.....	9
Tabla 5 :	Consumo total	10
Tabla 6 :	Declinación solar cada mes	12
Tabla 7 :	Inclinación óptima de los módulos para cada mes	12
Tabla 8 :	Irradiación mensual en las distintas inclinaciones del mes de diseño. Fuente: PVGIS-SARAH2.	13
Tabla 9 :	Irradiación global máxima mensual para una superficie inclinada 40°. Fuente PVGIS-SARAH2	15
Tabla 10 :	Irradiación global máxima diaria para una superficie inclinada a 40°. Fuente: PVGIS-SARAH2	16
Tabla 11 :	Irradiación global máxima diaria corregida para el acimut	17
Tabla 12 :	HSP diarias en cada mes.....	18
Tabla 13 :	Tabla de valor, Panel fotovoltaico	22
Tabla 14 :	Características básicas del panel JA Solar JAM66S30 500/MR.....	23
Tabla 15 :	Características básicas del panel Tensite EM500-PH.....	23
Tabla 16 :	Características básicas del panel Jinko TIGER Pro 72HC 545W JMK545M	24
Tabla 17 :	Tabla de valor, módulos monocristalinos.	24
Tabla 18 :	Tabla de valor, regulador de carga.....	26
Tabla 19 :	Características técnicas del regulador MPPT Victron 250/100-Tr.	26
Tabla 20 :	Características técnicas del regulador MPPT SRNE MC48100N25	27
Tabla 21 :	Características técnicas del regulador MPPT MUST PC18-8015F.....	27
Tabla 22 :	Tabla de valor, regulador MPPT	27
Tabla 23 :	Tabla de valor, banco de baterías.....	30
Tabla 24 :	Características de la batería PylonTech US3000C.....	31
Tabla 25 :	Características de la batería Tensite TS-L5000	31
Tabla 26 :	Características de la batería U-Power Ecoline UE-48Li3600Wh	32
Tabla 27 :	Tabla de valor, ponderación de la batería de litio.	32
Tabla 28 :	Tabla de valor, inversor	33
Tabla 29 :	Características del inversor Victron Multiplus - II 48V 8000VA.....	34
Tabla 30 :	Características del inversor SMA Sunny Island 8.0H.....	34
Tabla 31 :	Características del inversor Voltronic Xpert MAX 8000W.....	34
Tabla 32 :	Tabla de valor, ponderación del inversor centralizado	35
Tabla 33 :	Tabla de valor, generador complementario	37
Tabla 34 :	Características del generador INMESOL AK 18	38
Tabla 35 :	Características del generador HYUNDAI DHY18KEM.....	38
Tabla 36 :	Características del generador TECNOPLUS P15MB	39
Tabla 37 :	Tabla de valor, ponderación del grupo electrógeno de gasóleo	39
Tabla 38 :	Características del bloque LEGRAND 400410	40
Tabla 39 :	Características del bloque Deaier BB300-T6M10-C-RB.....	40
Tabla 40 :	Características físicas del panel escogido	44
Tabla 41 :	Irradiación global diaria para cada mes sobre una superficie a 6°. Fuente: PVGIS-SARAH2.....	50
Tabla 42 :	HSP diarias en una superficie inclinada 6°	51
Tabla 43 :	Rendimiento de los elementos en la carga y descarga de la batería.....	57
Tabla 44 :	Resumen de las caídas de tensión en cada conductor.....	71

Índice de figuras

Figura 1 :	Imagen satelital de la finca donde se dispondrá la instalación.....	5
Figura 2 :	Irradiación mensual horizontal y en ángulo óptimo en la localización de la instalación. Fuente: PVGIS-SARAH2	11
Figura 3 :	Irradiación mensual en las distintas inclinaciones de los meses de diseño. Fuente: PVGIS-SARAH2.....	13
Figura 4 :	Irradiación mensual para una inclinación de 40°. Fuente: PVGIS-SARAH2	15
Figura 5 :	Aprovechamiento solar según el acimut e inclinación de los módulos. Fuente: IDAE.....	16
Figura 6 :	Diagrama de bloques de la instalación	21
Figura 7 :	a) Célula monocristalina (mono c-Si). b) Célula policristalina (pc-Si). c) Panel thin film.....	22
Figura 8 :	Regulador de carga de tipo PWM. Fuente: MUST Solar.....	25
Figura 9 :	Regulador de carga de tipo MPPT. Fuente: Victron	25
Figura 10 :	Batería de plomo-ácido abierta. Fuente U-Power.....	28
Figura 11 :	Batería VRLA de tipo GEL. Fuente: Victron	29
Figura 12 :	Batería VRLA de tipo AGM. Fuente: Tensite	29
Figura 13 :	Batería de Litio. Fuente: Pylontech.....	29
Figura 14 :	Banco de baterías estacionarias. Fuente: BAE	30
Figura 15 :	Grupo electrógeno de gasolina. Fuente: Honda power equipment.....	35
Figura 16 :	Grupo electrógeno de diésel. Fuente Hyundai power products.....	36
Figura 17 :	Generador a gas propano. Fuente: Pramac	36
Figura 18 :	Aerogenerador. Fuente: Bornay.....	37
Figura 19 :	Rango de productos GX. Cerbo GX, CCGX, Venus GX	41
Figura 20 :	Diagrama de bloques de la instalación	42
Figura 21 :	Características técnicas del panel fotovoltaico Tensite EM500-PH.....	43
Figura 22 :	Modelo de la pérgola donde se desea instalar el campo fotovoltaico	44
Figura 23 :	Esquema de la disposición de los módulos en vertical	44
Figura 24 :	Esquema de la disposición de los módulos sobre una cubierta inclinada para evitar sombras entre filas.....	45
Figura 25 :	Esquema de la distancia total necesaria para la instalación de los módulos.....	47
Figura 26 :	Esquema de la disposición de módulos en horizontal	48
Figura 27 :	Esquema de la distancia total entre filas en horizontal	48
Figura 28 :	Esquema de la distribución de los módulos de manera coplanar en vertical.....	49
Figura 29 :	Esquema de la distribución de los módulos de manera coplanar en horizontal	50
Figura 30 :	Estructura de anclaje Sunfer 13V. Fuente: Sunfer energy	52
Figura 31 :	Características técnicas del regulador MPPT Victron SmartSolar 250 100	53
Figura 32 :	Tensión en circuito abierto máxima para el regulador Victron SmartSolar 250 100.....	54
Figura 33 :	Diagrama de conexión del campo fotovoltaico con la técnica leapfrog	55
Figura 34 :	Características de la batería Pylontech US3000C.....	56
Figura 35 :	Esquema de como efectuar la conexión del banco de baterías. Fuente: Pylontech	58
Figura 36 :	Panel de conexiones de la batería Pylontech US300C.....	59
Figura 37 :	Diagrama de bloques del inversor/cargador Victron Multiplus-II.....	60
Figura 38 :	Características del inversor Victron Multiplus-II 8000VA	61
Figura 39 :	Hoja de características del grupo electrógeno INMESOL AK-18.....	62
Figura 40 :	Esquema unifilar simplificado de la instalación	64
Figura 41 :	Representación del conductor L1 en el sistema	65
Figura 42 :	Representación del conductor L2	66
Figura 43 :	Representación del conductor L3	67
Figura 44 :	Representación del conductor L4	68
Figura 45 :	Representación del conductor L5	68
Figura 46 :	Sección de cable recomendada para la entrada en continua del inversor	69
Figura 47 :	Representación del conductor L6	70
Figura 48 :	Representación del conductor L7	70
Figura 49 :	Ejemplo del panel de monitorización en el portal VRM.....	73
Figura 50 :	Ejemplo de la recopilación del histórico de datos en el portal VRM.....	73
Figura 51 :	Esquema de conexiones del CCGX.....	74
Figura 52 :	Diagrama de flujo de la instalación.....	76

1. Justificación del trabajo

La transición hacia fuentes de energía renovable es esencial para combatir el cambio climático y avanzar hacia un desarrollo sostenible. En este contexto, el presente proyecto propone la implementación de una instalación fotovoltaica aislada de la red para abastecer de energía a una bodega, una vivienda y un aparcamiento de vehículos eléctricos en una zona rural situada en Cabanes, provincia de Castelló donde el acceso a la red de suministro es inviable económicamente por el elevado coste de conexión dadas las distancias existentes.

La motivación central de este proyecto reside en la necesidad de reducir la dependencia de fuentes de energía no renovables y disminuir la huella de carbono asociada a las actividades cotidianas. Además, se busca alcanzar la autosuficiencia energética y abastecer de electricidad unas instalaciones donde es imposible el suministro de la red y poder desarrollar una actividad laboral que genere riqueza.

La implementación de sistemas similares ha demostrado ser exitosa en diversas regiones del mundo con dificultades de conexión a la red. Y pese a que la modalidad de instalaciones aisladas no es la más común dentro de las plantas fotovoltaicas, ha experimentado en los últimos años una expansión debido a la reducción de costes por el desarrollo tecnológico. Por ello, la viabilidad de este tipo de instalaciones es cada vez más accesible.

Debido al apogeo que experimenta, el mercado de la energía renovable está al alza con una demanda creciente que busca soluciones sostenibles y respetuosas con el medio ambiente. Por ello, este proyecto nace como respuesta a estas necesidades. El proyecto contribuye directamente a varios Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de las Naciones Unidas, como:

ODS 7: Energía Asequible y no Contaminante. Al abastecer de energía limpia y el acceso a la energía a una zona remota.

ODS 8: Trabajo Decente y Crecimiento Económico. Ya que impulsa actividades generadoras de riqueza en áreas con infraestructura precaria para el trabajo.

ODS 13: Acción por el Clima. Por dar soluciones con baja huella de carbono al problema del abastecimiento energético.

Así pues, este proyecto no solo busca mejorar la electrificación existente en la finca, sino que también aborda cuestiones sociales y medioambientales a través de su aplicación.

2. Objeto del trabajo

El objeto del presente proyecto es diseñar y disponer una instalación fotovoltaica para su instalación en una finca rústica aislada de la red. Se desea utilizar la infraestructura ya existente de una instalación antigua para albergar los nuevos dispositivos. Se busca proveer de suficiente energía a una vivienda, así como a una pequeña bodega y un punto de carga de vehículos eléctricos.

Además, junto con la instalación se estudiará la posibilidad de añadir un grupo electrógeno para cuando la energía solar fotovoltaica no sea suficiente. La instalación incluirá un cuadro de protección que divida las distintas acometidas desde la instalación a los distintos puntos de utilización de la energía.

Los objetivos específicos que se desea abordar son:

- Reutilización de la infraestructura de una pequeña instalación fotovoltaica antigua, por ello se intentará adaptar el proyecto a la estructura de soporte existente.
- Suministrar energía suficiente a una vivienda de electrificación media y una pequeña bodega, incluyendo aparatos domésticos y los elementos de operación de la bodega. También se busca facilitar la transición a la movilidad eléctrica por lo que el dimensionamiento de la instalación tendrá en cuenta este consumo.
- Estudio de la incorporación de un generador auxiliar para cubrir picos de demanda si fuera necesario para evitar sobredimensionar el sistema.
- Capacidad de almacenar energía para cubrir horas sin radiación solar, como es habitual en instalaciones aisladas.

La localización de la instalación se encuentra en una parcela a 300 m de altitud y a 4 km del centro del municipio de Cabanes, en una zona rural, por lo que sería extremadamente difícil el acceso a la red eléctrica.

3. Antecedentes

El Sol hizo posible la vida en la Tierra tal y como la conocemos. Su energía es fundamental para muchos procesos naturales como la fotosíntesis o el ciclo del agua. Las primeras civilizaciones sabían de la importancia de este astro y el culto al Dios solar así lo evidencia. Horus, Ra, Helios, Utu o Inti son algunos de los nombres que ha recibido la representación del Sol en algunas mitologías.

En la antigua Grecia se encuentran las primeras evidencias del aprovechamiento de la energía que proporciona el Sol. Durante el sitio de Siracusa en el S. III a.C. Arquímedes utilizó espejos cóncavos para concentrar los rayos del sol sobre los barcos romanos. Sin embargo, el efecto fotovoltaico no fue descubierto hasta 1838 por el físico francés Alexandre-Edmond Becquerel. En su experimento observó que el voltaje de unas baterías galvánicas aumentaba cuando eran expuestas a la luz solar. En 1954 las células fotovoltaicas basadas en silicio fueron inventadas por la corporación Bell, estas presentaban una eficiencia del 6%. El desarrollo de esta tecnología está ligado a la carrera espacial, donde la energía fotovoltaica representó un gran avance para proveer de energía a los satélites y naves espaciales.

A lo largo de las últimas décadas, la energía fotovoltaica ha experimentado avances significativos en términos de eficiencia y aplicaciones. A medida que la conciencia sobre la importancia de fuentes de energía más limpias y renovables ha aumentado, la energía solar ha ganado popularidad en todo el mundo como una fuente prometedora de generación eléctrica.

En la actualidad, las células solares basadas en silicio cristalino dominan el mercado fotovoltaico debido a su madurez tecnológica y eficiencia. Sin embargo, últimamente se ha estado trabajando en la mejora de las propiedades de los materiales fotovoltaicos para aumentar la eficiencia y reducir los costes. Un avance notable ha sido el desarrollo de células solares de película delgada, como las de capa fina de telururo de cadmio, que ofrecen una alternativa más económica presentando características similares a los paneles multicristalinos de silicio.

Los últimos avances también han sido en el desarrollo de células solares de perovskita, que son prometedoras debido a su alta eficiencia y relativo bajo coste. Estas células solares han demostrado rápidos avances en eficiencia, superando rápidamente el 25%. Pese a esto, el planteamiento científico parece apuntar a células que combinen dicho material con cristales de silicio.

En términos de aplicaciones, además de la generación de electricidad a gran escala, se han desarrollado soluciones solares innovadoras. La integración de células solares en materiales de construcción, como ventanas y tejas solares, ha permitido la generación de energía solar en edificios de manera estética y eficiente.

En resumen, la energía fotovoltaica ha experimentado avances significativos en los últimos años. Desde los primeros experimentos de Arquímedes hasta los desarrollos actuales en células solares de alta eficiencia y aplicaciones innovadoras. Estos avances continúan impulsando la adopción y el crecimiento de la energía fotovoltaica como una fuente de energía limpia y sostenible a nivel mundial.

En las últimas décadas, el aumento constante de la demanda de energía a nivel global ha incrementado la dependencia de los combustibles fósiles y otras fuentes energéticas no renovables. Este modelo ha provocado problemas ambientales como las emisiones de carbono y otros gases a la atmósfera y su contribución en el cambio climático. En este sentido, las energías renovables y en particular la energía fotovoltaica se postula como una alternativa fiable, limpia y abundante para mitigar el impacto de la alta demanda energética sobre el clima. Por ello, la energía fotovoltaica contribuye a los siguientes Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS):

ODS 7: Energía Asequible y no Contaminante. La energía fotovoltaica es una fuente limpia y abundante de energía que además permite el abastecimiento eléctrico en áreas rurales o remotas a unos precios competitivos frente a otras soluciones energéticas.

ODS 9: Industria, Innovación e Infraestructura. El desarrollo de esta tecnología ha impulsado la innovación de nuevos métodos y procesos de fabricación, además de promover la descentralización industrial y contribuir con el reparto de riqueza.

ODS 11: Ciudades y Comunidades Sostenibles. Este tipo de generación de energía contribuye a la transformación de las zonas urbanas y rurales en entornos sostenibles al reducir las emisiones de gases contaminantes y fomentar la no dependencia de grandes infraestructuras para el transporte de energía.

ODS 13: Acción por el Clima. La energía fotovoltaica desempeña un papel fundamental en la lucha contra el cambio climático al reducir de manera directa la emisión de gases contaminantes a la atmósfera.

Es por esto por lo que la adopción de la energía fotovoltaica se dispone como herramienta clave para conseguir los desafíos que plantean múltiples ODS, no solo como forma de combatir los desafíos energéticos sino como estrategia para alcanzar la sostenibilidad a nivel social.

4. Estudio de necesidades

En esta sección se recopilarán tanto las características mínimas que demanda el cliente, así como el estudio de sus necesidades y la normativa a la que hay que atender para este tipo de sistemas, también se desarrollará el dimensionado y prediseño de la instalación:

4.1. Situación de la instalación

La instalación fotovoltaica se construirá en una finca rústica en el término municipal de Cabanes, en la comarca de la Plana alta, provincia de Castelló. Y las coordenadas de la parcela son las siguientes: 40° 07' 35,3" N y 0° 04' 4,14" E o su equivalente en grados decimales: 40,126° y 0,07°



Figura 1 : Imagen satelital de la finca donde se dispondrá la instalación

En particular, se desea instalar el generador sobre una pérgola que sirve de cochera para el tractor y el resto de la instalación en una caseta de aperos situada al lado. La localización de esta pérgola y caseta es la señalada en la figura 1 como “Instalación”.

La pérgola está formada por 4 pórticos a un agua sobre los que apoyan 8 correas de perfil Z, las cuales sostienen la cubierta de chapa lacada. Esta cubierta está orientada hacia el suroeste y alberga la instalación antigua que alimenta los consumos. Las dimensiones son 12 m en su arista larga y 6,5 m en la corta

La caseta de aperos está situada a su lado, en ella se albergará el resto de los componentes del sistema, su un área disponible de 15 m².

4.2. Requisitos del cliente

La instalación ha de ser capaz de:

- Alimentar con electricidad una vivienda de 140 m² con varios electrodomésticos.
- El sistema ha de ser capaz de cargar un vehículo eléctrico a 4 kW de potencia.
- Se ha de alimentar eléctricamente una bodega con capacidad para 20 000 L de vino y sistema de refrigeración para su producción.
- El sistema ha de ser capaz de cubrir las necesidades eléctricas de la casa durante 1,5 días sin producción
- La instalación debe contar con un sistema de generación complementario que sea capaz de cubrir sobrecargas eléctricas y baja producción solar. Este sistema debe contar con automatismos para un arranque automático y remoto.
- La instalación debe caber en una cubierta de 12 m x 6,5 m y dentro de una caseta de 15 m²

4.3. Marco normativo

La instalación debe verificar las siguientes especificaciones:

- Debe cumplir la normativa establecida en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT).
- Debe incorporar sistemas de protección adecuados para la seguridad de la instalación y de sus usuarios.
- Al instalarse sobre una edificación en suelo rústico no es necesario de permisos adicionales.
- La estructura sobre la que se instala debe cumplir con los requisitos estipulados en el Código Técnico de la Edificación (CTE).

La documentación legal de referencia es la siguiente:

- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de baja tensión.
- Pliego de condiciones técnicas del IDAE de instalaciones aisladas de Red PCT-A-REV – febrero 2009.

4.4. Estudio de consumos y necesidades energéticas

El primer paso a la hora de abordar el cálculo fotovoltaico del sistema es conocer el consumo y necesidades energéticas que tiene el cliente. Se trata de una vivienda de 140 m² con iluminación y diversos electrodomésticos. La vivienda consta de calefacción y cocina de gas. Por otro lado, también hay una pequeña bodega con iluminación y varias tomas de corriente. En ella se alberga un sistema de climatización para el vino cuyo uso se realiza solo durante un mes al año. Del mismo modo, la prensa que se utiliza para la elaboración del vino es manual y la embotelladora móvil que etiqueta, embotella y tapona el vino hace uso de su propio grupo electrógeno alquilado. También existe una plaza de aparcamiento con un cargador de vehículos eléctricos (VE), el cual debe ser capaz de cargar el vehículo a 4 kW de potencia. También hay varios puntos de luz exterior.

El cálculo del consumo diario teórico será la suma total de todas las cargas por el tiempo de uso y unidades de potencia consumida, al cual se le añade un término debido a su consumo en *standby* debido a pequeños ledes o consumos en vacío de las fuentes de alimentación. Para ello se aplica la siguiente ecuación:

$$\text{Consumo diario } (E_D) = \sum (P_{m\acute{a}x} \cdot h + P_{sby} \cdot (24 - h))n$$

Ecuación 1 : Consumo diario de las cargas

4.4.1. Cálculo de consumo del bombeo de agua

Uno de los elementos para los cuales es debido un estudio más pormenorizado es la motobomba de agua, este consumo es debido al uso tanto de la vivienda como del uso laboral de la bodega y campo para su uso en el pulverizador del tractor como de bomba de riego para el jardín.

Esta es la cantidad de agua que deberá ser bombeada diariamente por el sistema fotovoltaico:

$$Q_d \left(\frac{m^3}{\text{día}} \right) = \text{Volumen de agua diario requerido} = 2 \text{ m}^3$$

Se estimará la cantidad de energía consumida por la motobomba como se indica en la Ecuación 2:

$$E_{MB} \left(\frac{Wh}{\text{día}} \right) = \frac{E_H}{\eta_{MB}} = \frac{2,725 Q_d \left(\frac{m^3}{\text{día}} \right) \cdot H_{TE} (m)}{\eta_{MB}}$$

Ecuación 2 : Energía consumida por la motobomba

Donde:

- E_H : energía hidráulica diaria requerida por el bombeo
- η_{MB} : rendimiento de la motobomba (0,4 para bombas de más de 0,5kW)
- H_{TE} : altura equivalente; altura total a la que se deberá bombear el agua

Para el cálculo de la altura total equivalente se sumarán la altura a la cual se desea bombear el agua, en este caso el depósito está situado a lo alto de una colina de la finca, y la altura del nivel del agua del aljibe donde se almacena el agua:

$$H_{TE} (m) = H_D + H_S + H_f$$

Ecuación 3 : Altura total equivalente

- H_D : altura relativa a las tomas del depósito = 21 m
- H_S : altura relativa al nivel del agua del aljibe al suelo = 1 m
- H_f : altura de fricción, contribución equivalente en altura a las pérdidas por fricción en la tubería. Este valor es, será inferior al 10 % de la altura total equivalente, se toma un valor de 2 m

$$H_{TE} = 21 + 1 + 2 = 24 \text{ m}$$

Aplicando estos valores a la ecuación 2 se obtiene el siguiente resultado:

$$E_{MB} \left(\frac{Wh}{\text{día}} \right) = \frac{2,725 \cdot 2 \cdot 24}{0,4} = 327 \cong 330 \frac{Wh}{\text{día}}$$

Por lo tanto, el consumo diario estimado proveniente del bombeo de agua será de 330 Wh. Este valor es el que se utilizará para el estudio general de consumos.

4.4.2. Estudio de consumos en la vivienda

Se recopilan todas las cargas existentes en la vivienda y se aplica la ecuación 1 para obtener la siguiente tabla de consumos diarios:

Tabla de consumos en la vivienda						Energía diaria
Tipo de Carga	Descripción	Unidades	Potencia/Ud de uso (W)	Potencia/Ud Standby (W)	Horas diarias	Wh/Día
Lavadora		1	600		1,5	900
Lavavajillas	modo ECO	1	800		2	1600
Microondas		1	1 000		0,2	200
Tostador de pan		1	800		0,1	80
Iluminación cocina		3	18	0	6	324
Frigorífico	20 horas de consumo, el resto en standby	1	100	10	20	2040
Iluminación salón		2	12		3	72
Router principal		1	25		24	600
Ordenador		1	200		3	600
Iluminación baño principal		1	12		1	12
Televisión salón		1	142	0,5	4	720
Televisión 2		1	100	0,5	3	310
Iluminación habitación invitados		2	12		0,2	4,8
Iluminación habitación principal		3	12		0,2	7,2
Cargador teléfono		1	10		1	10
Bomba de agua	IDEAL SLI/11	1	1500		N/A	330
Aire acondicionado 1		1	2 000		1	2000
Aire acondicionado 2		1	1500		0,5	750
Cámara de videovigilancia		2	15	5	24	720
SUBTOTAL:						11280

Tabla 1 : Consumos en la vivienda

El valor obtenido de la energía diaria de la vivienda es de aproximadamente 11,2 kWh. Este valor se sitúa dentro del consumo medio de una vivienda unifamiliar española según el análisis del consumo energético del sector residencial en España ([SECH-SPAHOUSEC 2011](#)) de IDAE. En el cual se calcula un consumo eléctrico medio por hogar de 10,3 kWh/día (p.55).

4.4.3. Estudio de consumos en la bodega

El consumo en la bodega es estacional, esto es debido a la naturaleza de la actividad laboral que se desarrolla ya que el equipo de frío que se utiliza para la fermentación del mosto solo se usa durante el mes de septiembre.

De este modo se distinguirán las cargas en dos tablas según sean de tipo estacional o continuado durante el año.

Teniendo en cuenta que otros dispositivos como la prensa son de uso manual, aplicando la ecuación 1 se obtienen las siguientes tablas:

Tabla de consumos continuados en la bodega						Energía diaria
Tipo de Carga	Descripción	Unidades	Potencia/Ud máxima (W)	Potencia/Ud Standby (W)	Horas diarias	Wh/Día
Iluminación bodega		3	12		2	72
Limpiadora a presión	Karcher k4	1	1800		0,1	180
SUBTOTAL, cargas de uso continuado durante el año:						252

Tabla 2 : Consumos en la bodega de uso continuado

Tabla de consumos estacionales en la bodega (solo septiembre)						Energía diaria
Tipo de Carga	Descripción	Unidades	Potencia/Ud máxima (W)	Potencia/Ud Standby (W)	Horas diarias	Wh/Día
Equipo de frío para fermentación	Win C2W5	1	2200		8	17600
SUBTOTAL, cargas de uso el mes de septiembre:						17600

Tabla 3 : Consumo estacional en la bodega durante el mes de septiembre

En las tablas anteriores se observa un gran incremento de la energía requerida para las operaciones en la bodega causadas por el consumo excepcional durante un solo mes al año.

4.4.4. Estudio de consumos en el aparcamiento

Se aplica la ecuación 1 a los consumos en el aparcamiento de vehículos eléctricos (VE), cabe destacar que la energía estimada que consume la carga diaria del vehículo eléctrico está diseñada a partir del consumo que el fabricante aporta (154 Wh/km) y la distancia recorrida habitualmente que son unos 50km, evidentemente si se realizan desplazamientos adicionales hará falta una carga mayor, pero se consideran excepciones. Por ello, aun así, se ha sobredimensionado la carga para un desplazamiento diario de 78 km. La batería total del vehículo es de 64 kWh, por lo que una carga completa de 0 a 100 % a la potencia convenida sería de 16 h, puesto que este escenario es muy remoto no se diseña el consumo para ello.

Así se obtiene la siguiente tabla:

Tabla de consumos en el aparcamiento de VE						Energía diaria
Tipo de Carga	Descripción	Unidades	Potencia/Ud máxima (W)	Potencia/Ud Standby (W)	Horas diarias	Wh/Día
Cargador de vehículo eléctrico	Hyundai Kona Electric (batería de 64kWh)	1	4000		3	12000
Iluminación exterior		2	18		2	72
SUBTOTAL:						12072

Tabla 4 : Consumos en el aparcamiento de EV

4.4.5. Consumo diario total

El total obtenido tras sumar los consumos diarios de los tres apartados anteriores es el siguiente:

Concepto	Energía diaria
Consumo en la vivienda	11280 Wh/Día
Consumo continuado en la bodega	252 Wh/Día
Consumo en el aparcamiento de VE	12702 Wh/Día
TOTAL, Vivienda, Bodega y aparcamiento durante el resto del año	23504 Wh/Día
Consumo estacional en la bodega (solo septiembre)	17600 Wh/Día
TOTAL, Vivienda, Bodega y aparcamiento durante el mes de septiembre	41104 Wh/Día

Tabla 5 : Consumo total

El consumo diario es bastante estable a lo largo del año, puesto que es una vivienda de uso habitual con consumos similares a lo largo del año. En invierno se estima que el consumo es más bajo puesto que no se hará tanto uso de la climatización por aire acondicionado ya que la casa tiene calefacción por gas y en verano se hace un uso más intensivo de las bombas de agua tanto de riego como la de la casa, sin embargo, el uso por iluminación será más elevado que en verano, por poder disfrutar de menos horas de luz solar.

Pese a esto, debido a la actividad laboral que se desempeña, existe un consumo más elevado en el mes de septiembre debido al uso de una máquina refrigeradora para la fermentación a temperatura controlada del vino que se produce. Lo que supone que el mes más desfavorable por consumo será septiembre. Aun así y dado que el consumo en el mes atípico es muy elevado en comparación con el resto del año, con un incremento del consumo del 74 %, el cliente especifica que se puede hacer uso de un generador auxiliar para hacer frente a este consumo estacional. Así se evitará sobredimensionar la instalación para poder alimentar el sistema durante ese periodo. Con todo esto, se tendrá en cuenta a la hora de diseñar el campo fotovoltaico para que el uso del generador auxiliar sea mínimo.

Por lo tanto, el consumo diario estimado y para el cual se diseñará la instalación es el siguiente:

$$E_{D\text{Septiembre}} = 41104 \frac{\text{Wh}}{\text{día}}$$

$$E_{D\text{Resto del año}} = 23504 \frac{\text{Wh}}{\text{día}}$$

El dimensionamiento de la instalación se hará para el consumo diario sin tener en cuenta el mes de septiembre, es decir, una energía diaria de 23504 Wh, para evitar sobredimensionar el generador fotovoltaico y el sistema de almacenamiento. Por ello se estudiará la necesidad de incorporar un generador auxiliar para cubrir el pico de demanda excepcional.

4.5. Orientación e inclinación del generador fotovoltaico

Una vez se ha definido el consumo diario, se requiere conocer la irradiación mensual disponible en la zona donde se va a realizar la instalación.

La irradiación mensual disponible depende de distintos factores, uno de ellos es la latitud donde se realiza la instalación del campo fotovoltaico. La irradiación también depende del ángulo de inclinación de la superficie sobre la cual inciden los rayos solares.

Así pues, la irradiación horizontal mensual es el valor de la suma mensual de la energía de la radiación solar que incide en un metro cuadrado de un plano horizontal, medida en kWh/m².

Por otro lado, el ángulo óptimo de la instalación es aquel para el cual se obtiene la mayor irradiación posible mensual o anual (según el intervalo que se estudie), medida en kWh/m². Para la localización de la instalación se obtienen los valores mostrados en la figura 2.

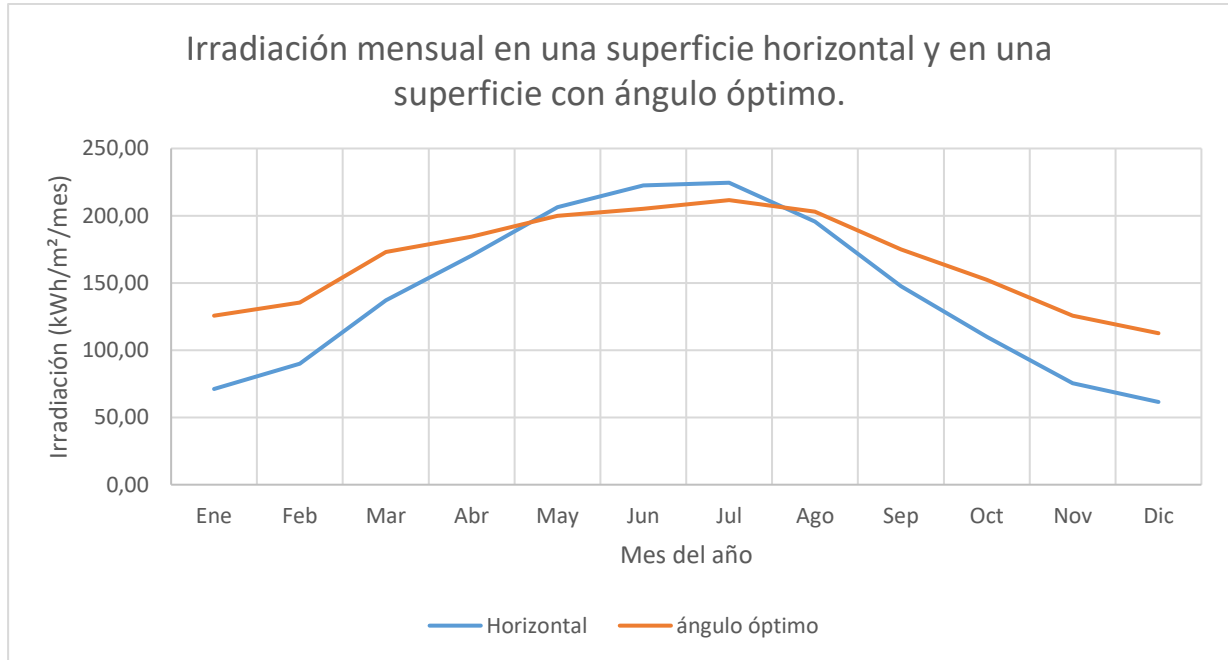


Figura 2 : Irradiación mensual horizontal y en ángulo óptimo en la localización de la instalación. Fuente: PVGIS-SARAH2

Como se observa en la figura 2, la irradiación que se capta en los distintos meses en un mismo lugar cambia según la inclinación de la superficie donde inciden los rayos solares. En la latitud donde se va a trabajar (40.126), el ángulo óptimo anual es de 36°. Aunque este sea el caso, puede que no sea el más adecuado para el sistema en el que se va a trabajar, pues al tener un consumo estable a lo largo del año, En verano la producción es mayor ya que hay más horas solares pico (HSP) y por consiguiente es interesante trabajar con una inclinación de los módulos que permita un mayor aprovechamiento de esta energía en los meses de invierno donde la altura solar y las HSP son inferiores. Para ello, el ángulo de inclinación debería ser mayor.

Para dimensionar el campo fotovoltaico el primer paso es calcular las HSP para el mes más desfavorable. Para ello, antes se debe conocer cuál será la inclinación de los módulos fotovoltaicos y el mes de diseño de la instalación.

El primer dato que se debe conocer para realizar el estudio del ángulo adecuado para la instalación es la declinación solar (δ) para cada mes, la declinación no depende de las coordenadas de la instalación, pues es el ángulo que forma la línea Sol-Tierra y el plano ecuatorial de la Tierra, siendo 0° en los equinoccios y llegando a su punto máximo ($\pm 23,45^\circ$) en los solsticios. Para su obtención se hará uso de la siguiente ecuación:

$$\delta = 23,45 \cdot \text{sen} \left(360 \cdot \frac{284 + d}{365} \right)$$

Ecuación 4 : Declinación solar. Fuente: pveducation.org

Donde:

- δ : declinación en grados
- d : día del año para el cual se realiza el cálculo

Si se toma como d un día central de cada mes, se obtiene la siguiente tabla:

Mes	Declinación (δ)
Enero	-21,27°
Febrero	-13,62°
Marzo	-2,82°
Abril	9,41°
Mayo	18,79°
Junio	23,31°
Julio	21,52°
Agosto	13,78°
Septiembre	2,22°
Octubre	-9,60°
Noviembre	-19,15°
Diciembre	-23,34°

Tabla 6 : Declinación solar cada mes

Como el ángulo de incidencia de los rayos solares va cambiando a lo largo del año, para que una superficie reciba la radiación óptima en un mes, el valor de la inclinación de los módulos varía. Para obtener la inclinación óptima para cada mes del año se hace uso de la siguiente ecuación:

$$\beta_{\text{opt}} = \varphi - \delta$$

Ecuación 5 : Inclinación óptima

Donde:

- β_{opt} : inclinación óptima de los módulos para cada mes en grados
- φ : latitud de la instalación (40,126°)

Con la ecuación 5 se obtienen los resultados de la siguiente tabla:

Mes	Inclinación óptima(β)
Enero	61,40°
Febrero	53,75°
Marzo	42,95°
Abril	30,71°
Mayo	21,33°
Junio	16,81°
Julio	18,61°
Agosto	26,34°
Septiembre	37,91°
Octubre	49,73°
Noviembre	59,27°
Diciembre	63,46°

Tabla 7 : Inclinación óptima de los módulos para cada mes

El valor de estos ángulos de inclinación es el ángulo del mes de diseño, es decir, es el ángulo para el cual se obtendría un mayor número de HSP diarias para cada mes.

El siguiente paso, es hallar la irradiación disponible para cada mes en cada uno de los casos de inclinación óptima para así establecer el mes de diseño para el generador fotovoltaico. Para

obtener las HSP disponibles para cada mes, el primer paso es obtener la irradiación global para cada mes e inclinación que se desea estudiar. Haciendo uso del software PVGIS con la herramienta de datos mensuales de irradiación, se hace uso la base de datos “PVGIS- SARA2” y haciendo uso de los datos mensuales entre 2010 y 2020. (re.jrc.ec.europa.eu). Para la temperatura se utiliza la base de datos diarios y se hace el promedio de las horas donde existe irradiancia solar.

Tabla de irradiación mensual para Cabanes (kWh/m²/mes):

Mes de diseño	Inclinación	Datos mensuales												TOTAL	Media
		Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.		
ENE	61,40°	145,8	149,9	165,9	160,7	164,6	159,8	167,6	170,0	165,6	160,5	139,0	141,1	1890,5	157,5
FEB	53,75°	143,5	150,2	170,8	170,4	179,7	177,2	184,6	182,6	172,4	162,6	137,7	138,2	1969,6	164,1
MAR	42,95°	137,2	147,0	173,0	178,9	195,1	195,3	201,8	194,3	177,0	161,3	132,7	131,2	2024,7	168,7
ABR	30,71°	124,9	138,1	170,1	183,6	207,7	211,7	217,1	202,3	176,8	154,5	122,2	118,2	2027,2	168,9
MAY	21,33°	111,0	126,8	163,1	182,8	213,4	220,7	224,8	203,9	172,1	144,6	110,0	104,0	1977,1	164,8
JUN	16,81°	104,6	121,4	159,2	181,3	214,3	222,8	226,5	203,3	169,0	139,7	104,3	97,5	1944,1	162,0
JUL	18,61°	107,9	124,2	161,2	182,1	214,0	221,8	225,8	203,7	170,6	142,2	107,2	100,8	1961,5	163,5
AGO	26,34°	118,3	132,9	167,1	183,7	211,1	216,8	221,6	203,7	175,0	150,0	116,4	111,4	2008,0	167,3
SEP	37,91°	132,7	144,0	172,5	181,6	201,2	202,9	209,0	198,4	177,7	159,2	128,9	126,3	2034,4	169,5
OCT	49,73°	141,4	149,4	172,2	174,3	186,3	184,9	192,1	187,8	174,7	162,6	136,1	135,8	1997,5	166,5
NOV	59,27°	145,4	150,2	167,4	163,3	168,6	164,3	172,1	173,4	167,6	161,3	138,9	140,6	1913,1	159,4
DIC	63,46°	145,9	149,5	164,2	157,8	160,5	155,1	162,9	166,5	163,5	159,6	139,0	141,4	1866,0	155,5
OPT	36°	131,2	142,9	172,2	182,2	202,7	204,9	210,6	199,3	177,7	158,4	127,7	124,8	2034,7	169,6
Tª media diurna(°C):		12,4	12,9	14,7	17,3	20,5	24,4	27,4	27,7	24,6	21,3	16,3	13,1		

Tabla 8 : Irradiación mensual en las distintas inclinaciones del mes de diseño. Fuente: PVGIS-SARA2

Y con la disposición de los datos de la tabla 8 se obtiene la siguiente gráfica:

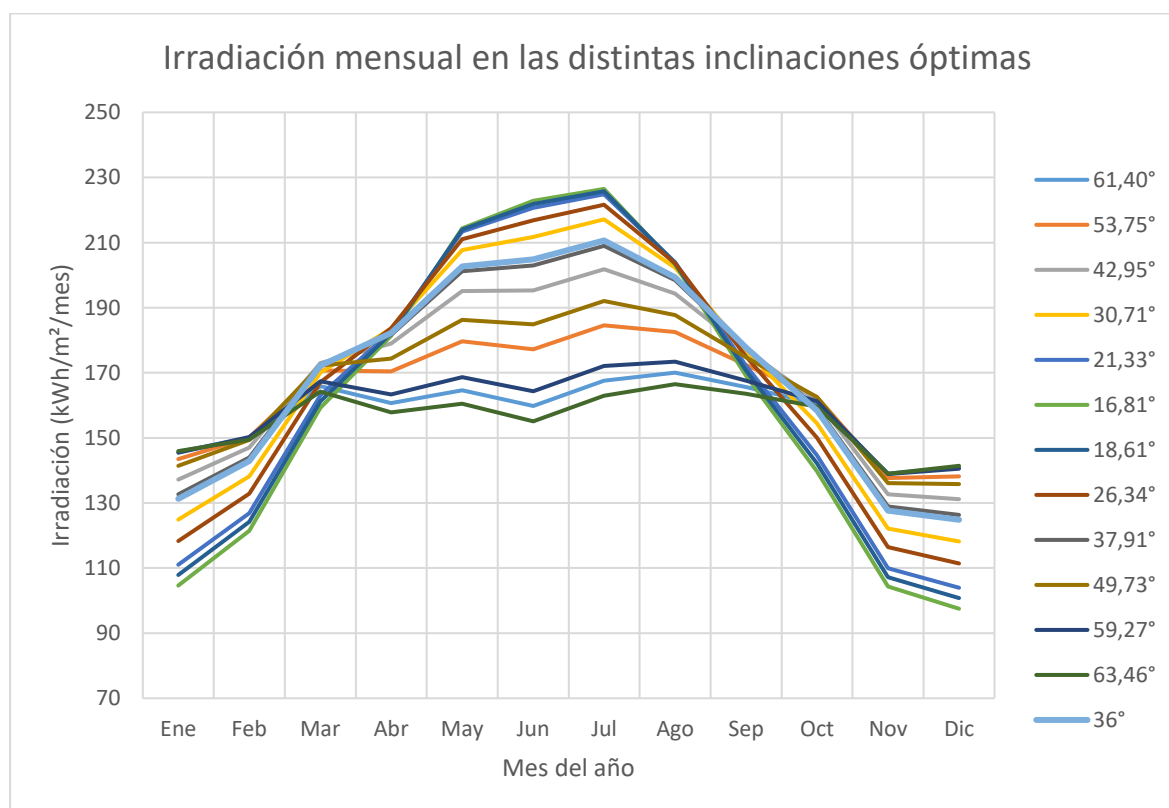


Figura 3 : Irradiación mensual en las distintas inclinaciones de los meses de diseño. Fuente: PVGIS-SARA2

Se puede observar en la figura 3 como un incremento del ángulo de inclinación (β) reduce la irradiación captada en los meses de verano considerablemente y aumenta ligeramente en los meses de invierno. Aun así, como se ha establecido un consumo estable exceptuando el mes de septiembre, en los meses de verano se captará una radiación superior para cualquier inclinación propuesta, por ello sería interesante una inclinación mayor ya que se aumentaría la irradiación disponible en los meses con menos HSP disponibles.

Así pues, una mayor inclinación en los módulos proporciona una producción de energía más estable al sistema, sin embargo, ello conlleva dos inconvenientes:

- Al aumentar la inclinación de los paneles también aumenta los esfuerzos del viento sobre estos y sobre la estructura en la que irán montados.
- El mes más desfavorable por consumo es septiembre, por lo que un diseño para el mes de noviembre o diciembre limitaría notablemente la producción en este periodo.

La estructura y herrajes sobre la que irán montados los paneles será una solución comercial de un fabricante que asegure el cumplimiento del Código Técnico de Edificación (CTE). La estructura deberá ir montada sobre una cubierta de chapa y anclada a las correas de esta. Las soluciones comerciales para este tipo de montajes son como máximo hasta 35° , ya que una inclinación superior haría que la estructura o los módulos sufrieran daños por los esfuerzos del viento.

Debido a esto, la inclinación máxima a la que podrán instalarse los módulos es de 41° , ya que la cubierta a un agua sobre la que irán montados tiene un ángulo de inclinación de 6° .

Al tratarse de una superficie limitada (78 m^2) para los requisitos de energía diaria establecidos, se intenta optimizar el recurso solar con la inclinación de los módulos. Pese a esto, se tendrá en cuenta a la hora de diseño del generador solar la posibilidad de la instalación de un campo coplanar, lo que permitiría un mayor número de módulos, pero su generación de energía sobre todo en los meses de invierno sería menor para cada módulo.

Por consiguiente, la inclinación de trabajo elegida para el campo solar es de 40° , esto asegura una irradiación anual elevada, una producción de energía suficientemente estable durante todo el año y garantiza que la estructura de montaje de los paneles no sufra por esfuerzos mecánicos debidos a las condiciones climáticas. Esta inclinación corresponde a un diseño para el mes de mayo o septiembre:

$$\text{Ángulo de inclinación de los módulos: } \beta = 40^\circ$$

De este modo, se obtiene la irradiación global mensual para una superficie inclinada 40° (GTI_m) y orientada hacia el Sur:

Mes	$GTI_m(0; 40^\circ)$ Wh/m ² /mes
Enero	134,59
Febrero	145,29
Marzo	172,83
Abril	180,68
Mayo	198,86
Junio	200,01
Julio	206,25
Agosto	196,90
Septiembre	177,54
Octubre	160,17
Noviembre	130,51
Diciembre	128,37

Tabla 9 : Irradiación global máxima mensual para una superficie inclinada 40°. Fuente PVGIS-SARAH2

Junto con la tabla 9, se obtiene su correspondiente gráfica representativa de estos datos:

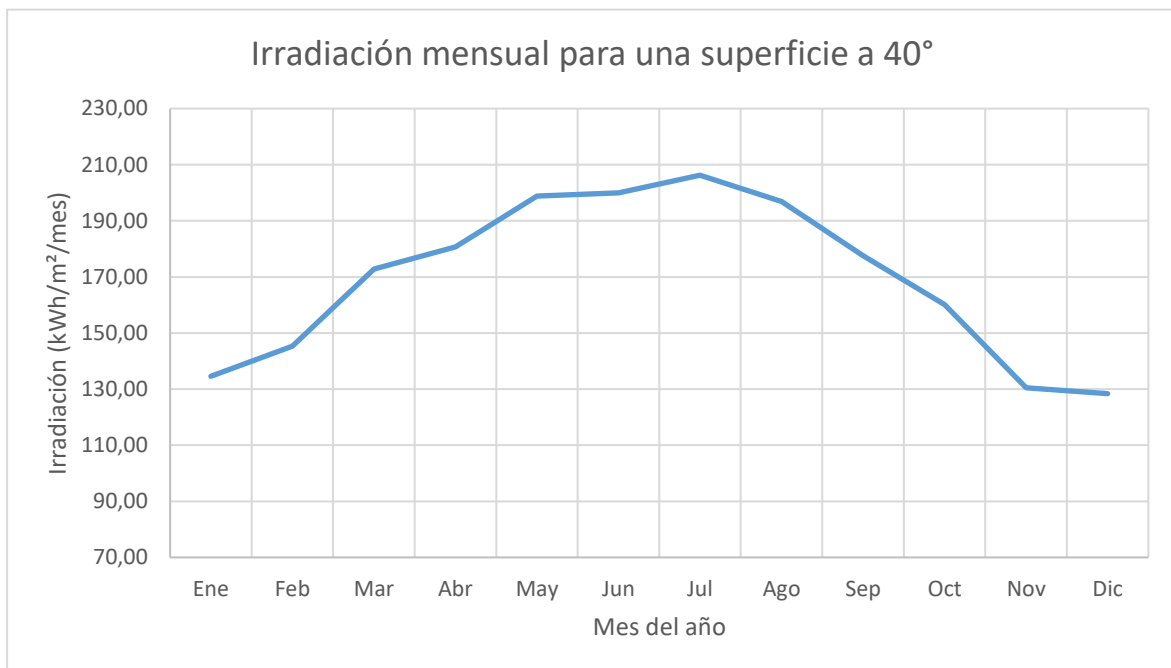


Figura 4 : Irradiación mensual para una inclinación de 40°. Fuente: PVGIS-SARAH2

4.6. Irradiación disponible en el campo fotovoltaico

Con los datos de la tabla 9 y la figura 4 se puede obtener la irradiación global máxima diaria para una superficie inclinada a 40° (GTI_d), esto es, la media diaria para cada mes del año:

Mes	$GTI_d(0; 40^\circ)$ kWh/m ² /día
Enero	4,34
Febrero	5,14
Marzo	5,58
Abril	6,02
Mayo	6,41
Junio	6,67
Julio	6,65
Agosto	6,35
Septiembre	5,92
Octubre	5,17
Noviembre	4,35
Diciembre	4,14

Tabla 10 : Irradiación global máxima diaria para una superficie inclinada a 40° . Fuente: PVGIS-SARAH2

En el siguiente paso se deberán corregir estos valores para el acimut $\gamma=+33^\circ$ (siendo 0 el Sur puro) ya que esta es la orientación de la cubierta donde se realizará la instalación y como se observa en el siguiente diagrama tendrá un efecto en la eficiencia del campo fotovoltaico:

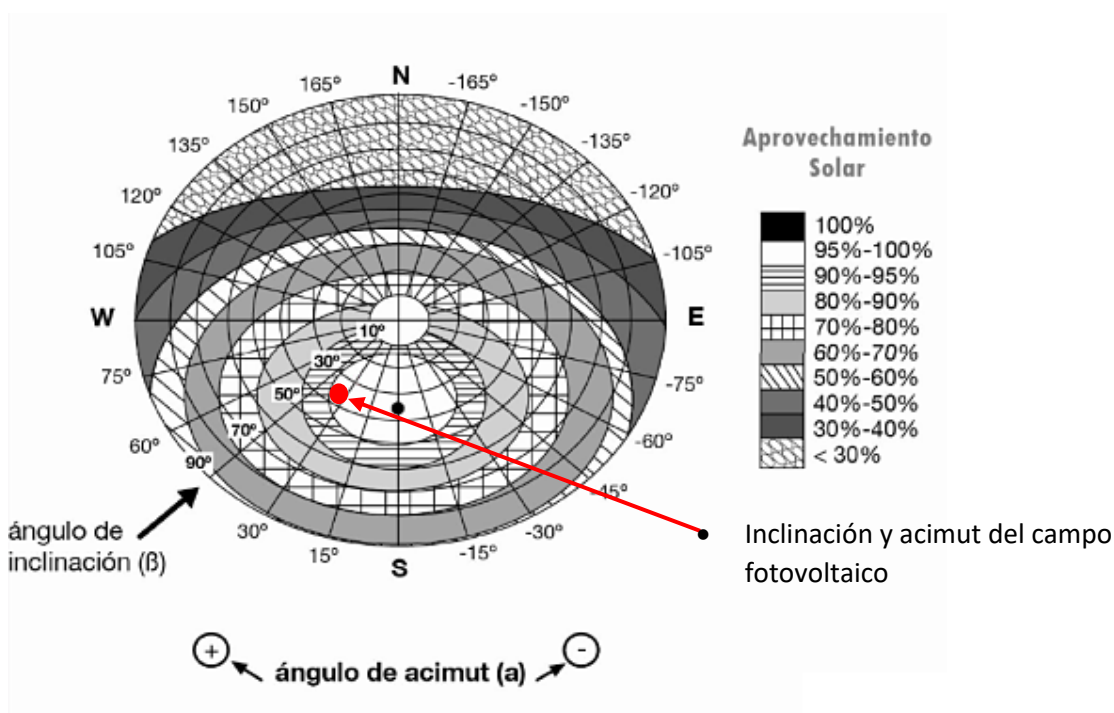


Figura 5 : Aprovechamiento solar según el acimut e inclinación de los módulos. Fuente: IDAE

En la figura 5 se aprecia que las pérdidas por tener los módulos orientados levemente hacia el oeste tendrán un ligero impacto en la irradiación captada, según aparece en la figura 5, será un factor entre 0,95 y 1.

Para calcular el factor de irradiación ($F1$) para esta orientación e inclinación se hará uso de las siguientes expresiones:

$$F1 = 1 - \left[1,2 \cdot 10^{-4}(\beta - \beta_{opt})^2 + 3,5 \cdot 10^{-5}\gamma^2 \right] \quad \text{para } 15^\circ < \beta < 90^\circ$$

$$F1 = 1 - \left[1,2 \cdot 10^{-4}(\beta - \beta_{opt})^2 \right] \quad \text{para } \beta \leq 15^\circ$$

Ecuación 6 : Factor de irradiación para una inclinación y azimut determinado. Fuente: IDAE

Siendo:

- β : inclinación deseada del campo fotovoltaico (40°)
- β_{opt} : inclinación óptima del campo fotovoltaico (36°)
- γ : acimut del campo fotovoltaico (33°)

Al trabajar con una inclinación (β) de 40° , se hace uso de la primera expresión de la ecuación 6 y se obtiene así un factor de irradiación:

$$F1 = 1 - [1,2 \cdot 10^{-4}(40 - 36)^2 + 3,5 \cdot 10^{-5}33^2] = 0,961$$

Multiplicando los valores de irradiación diaria máxima de tabla 10, se obtiene la siguiente tabla de Irradiación diaria máxima corregida para el acimut:

Mes	$GTI_d(33^\circ; 40^\circ)$ kWh/m ² /día
Enero	4,17
Febrero	4,94
Marzo	5,36
Abril	5,79
Mayo	6,17
Junio	6,41
Julio	6,40
Agosto	6,11
Septiembre	5,69
Octubre	4,97
Noviembre	4,18
Diciembre	3,98

Tabla 11 : Irradiación global máxima diaria corregida para el acimut

Al no existir objetos colindantes que puedan sombrear el generador fotovoltaico, se considerará un factor de sombreado FS=1.

Como se ha definido anteriormente, las horas solares pico (HSP) es un valor ficticio equivalente a la energía por unidad de área que se captaría con una irradiación de 1000 Wh/m². Por lo tanto, el valor de la irradiación global inclinada será igual a las HSP para esa inclinación:

$$GTI = \frac{1000W \cdot h}{m^2} = HSP$$

Ecuación 7 : Obtención de las HSP

Es decir, los datos de irradiación diaria obtenidos en la tabla 11 son equivalentes a las HSP diarias en cada mes. Por ello, la tabla de HSP diarias en cada mes será igual que la tabla de irradiación global máxima diaria corregida para el acimut:

Mes	HSP
Enero	4,17
Febrero	4,94
Marzo	5,36
Abril	5,79
Mayo	6,17
Junio	6,41
Julio	6,40
Agosto	6,11
Septiembre	5,69
Octubre	4,97
Noviembre	4,18
Diciembre	3,98

Tabla 12 : HSP diarias en cada mes

4.7. Rendimiento del sistema

Se debe tener en cuenta la eficiencia del sistema en condiciones reales de trabajo. Para ello se tomará un valor estándar del Performance Ratio (*PR*) para instalaciones fotovoltaicas aisladas con inversor y baterías.

$$PR = 0,6$$

Este valor de rendimiento tiene en cuenta las pérdidas por temperatura, cableado, suciedad del generador, errores en el seguimiento del punto de máxima potencia y eficiencia energética del inversor.

4.8. Dimensionado del generador fotovoltaico

Para calcular la potencia pico mínima que debería tener el generador fotovoltaico con las condiciones deseadas, se aplica la siguiente expresión:

$$P_{\min} = \frac{E_D}{HSP \cdot PR}$$

Ecuación 8 : Cálculo de la potencia mínima del campo fotovoltaico. Fuente: IDAE

Donde:

E_D : consumo diario expresado en Wh/día

HSP : horas solares pico para el mes más desfavorable (diciembre)

PR : performance ratio: 0,6

$$P_{\min} = \frac{23504}{3,98 \cdot 0,6} = 9842,5W$$

Esta es la potencia pico mínima que deberá tener el campo fotovoltaico para alimentar todas las cargas en todos los meses del año, excepto en septiembre, cuando existe un consumo más elevado debido a la actividad laboral que se desarrolla.

(IDAE 2009) recomienda que “el tamaño del generador sea, como máximo, un 20% superior al P_{mp} , mín calculado” (p.9) Para seguir las indicaciones del pliego de condiciones, se calcula la potencia máxima que podrá tener el campo fotovoltaico.

$$P_{\min} \leq P_{p, \text{generador}} \leq 1,2 \cdot P_{\min}$$

Así pues, la potencia pico máxima que deberá tener el generador fotovoltaico será la siguiente:

$$P_{\max} = 1,2 \cdot P_{\min} = 1,2 \cdot 9842,5W = 11811 W$$

Se calculará también si con la potencia mínima calculada para el mes más desfavorable sería posible alimentar el sistema el mes de septiembre donde existe un consumo significativamente más elevado sin hacer uso de un generador auxiliar:

$$E_D = P_{\min} \cdot HSP \cdot PR = 9842,5 \cdot 5,69 \cdot 0,6 = 33602,3 \frac{Wh}{\text{día}}$$

Se repite la misma operación con la potencia máxima que se permite instalar:

$$E_D = P_{\max} \cdot HSP \cdot PR = 11811 \cdot 5,69 \cdot 0,6 = 40322,8 \frac{Wh}{\text{día}}$$

Dado que la energía diaria requerida en septiembre es de 41104 Wh, no será posible alimentar las cargas solo con el generador fotovoltaico, es por ello por lo que será imprescindible el uso de un generador auxiliar que cubra la demanda en este periodo.

Al tratarse del consumo extraordinario en el mes de septiembre de una energía muy elevada, se dejará este consumo de carácter estacional fuera del dimensionado del generador fotovoltaico, para no sobredimensionar las características del generador y el resto de los componentes de la instalación.

4.9. Predimensionamiento del acumulador

Una vez establecida la energía diaria requerida y al haber concluido que la instalación requerirá de un generador auxiliar se puede hacer un predimensionamiento del tamaño del acumulador requerido. No se podrá determinar la capacidad exacta de la batería necesaria, ya que no se ha establecido la tecnología que se empleará y por ello no se conocen los valores de la profundidad de descarga del acumulador. Por ello se planteará un dimensionado para un acumulador basado en baterías de litio y otro para un acumulador de plomo-ácido. Este apartado aportará información a la hora de elegir un sistema acumulador.

Al hacer uso de un generador auxiliar, la autonomía del sistema puede ser inferior a la recomendada por (IDAE 2009) que especifica que “como norma general, la autonomía mínima de sistemas con acumulador será de tres días” (p.10). En este caso para disminuir los costes en el acumulador se establece una autonomía de 1,5 días.

Así pues, el dimensionamiento del sistema será el siguiente, teniendo en cuenta que este predimensionamiento no considera el voltaje del sistema ni el rendimiento del inversor, regulador y acumulador:

$$C = \frac{A \cdot E_D}{PD}$$

Ecuación 9 : Calculo simple de la capacidad del acumulador

Siendo:

- C : capacidad del acumulador en Wh
- A : autonomía del sistema en días: 1,5 días
- E_D : energía requerida diariamente: 23504Wh
- PD : profundidad de descarga máxima del acumulador: depende de la tecnología empleada.

De este modo, para cada tecnología se empleará una PD distinta:

- Capacidad para batería de plomo-ácido, en este caso la profundidad de descarga máxima recomendada para acumuladores de plomo-ácido es del 50%:

$$C_{plomo-ácido} = \frac{1,5 \cdot 23504}{0,5} = 70512 \text{ Wh}$$

- Capacidad para batería de litio, para este tipo de acumulador se puede llegar a una profundidad de descarga máxima del 80 % sin llevarlo a condiciones extremas:

$$C_{litio} = \frac{1,5 \cdot 23504}{0,8} = 44070 \text{ Wh}$$

Tras aplicar la ecuación 9, se obtiene el valor de la capacidad del acumulador para las distintas tecnologías disponibles, en este caso, para acumulador de plomo ácido se necesitaría un banco de baterías del orden de 70 kWh, que deberá ser medido en Ah cuando se defina la tensión del sistema. Para un banco de baterías de litio la capacidad será alrededor de 44 kWh, este tipo de acumuladores miden su capacidad en estas unidades por lo que no será necesario utilizar el valor en Ah.

5. Descripción de las soluciones planteadas

En esta parte de la memoria se presentarán las distintas opciones viables teniendo en cuenta las necesidades del cliente y se justificará cada solución adoptada ponderando sus ventajas.

El diagrama de bloques de los componentes que conformarán la instalación será el siguiente:

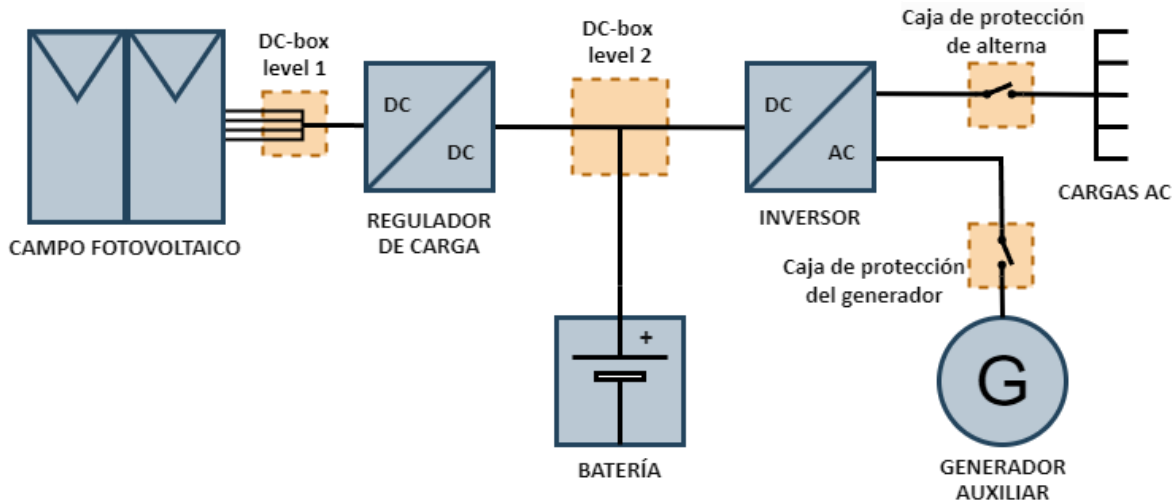


Figura 6 : Diagrama de bloques de la instalación

La principal decisión del sistema propuesto se encuentra en el inversor, que será un inversor cargador, por lo que no hará falta un cargador de baterías externo que conecte el generador al acumulador. Por otro lado, se examinarán diferentes opciones en cuanto a tecnologías disponibles para cada uno de los componentes para valorar las alternativas utilizables.

Para la instalación solar el primer paso es determinar el voltaje nominal en corriente continua con el que se va a trabajar. Los voltajes más estandarizados son 12 V, 24 V y 48 V, aunque existen otros valores como 36 V o 72 V, sin duda, los tres primeros son los más comunes. En este caso se trata de un sistema de una potencia media, es decir, entre 4 kW y 8 kW en corriente alterna, con consumos como nevera, lavadora, bomba de agua, lavavajillas...

Una tensión en continua más elevada favorece a reducir la corriente entre los subsistemas en continua, esto es beneficioso ya que las caídas de tensión serán menores y la sección de los cables de continua podrá ser inferior que si se seleccionara una tensión nominal más baja. Al haberse dimensionado el campo fotovoltaico con una potencia pico de alrededor de 10 kWp, es recomendable una tensión de 48 V en continua. Por ello la tensión elegida es de 48 V.

Así pues, la elección de los componentes se realizará de tal manera que sean compatibles para esta tensión.

5.1. Campo fotovoltaico

En este apartado, se tratará de establecer las distintas tecnologías disponibles para configurar el campo fotovoltaico, así como una vez escogida la tecnología, explorar las opciones disponibles a nivel comercial y elegir el componente final que conformará el subsistema del campo solar.

5.1.1. Elección del tipo de módulo

El campo fotovoltaico es el principal generador de electricidad del sistema. Los módulos fotovoltaicos transforman la energía del Sol en energía eléctrica. Los paneles que conforman el

campo solar están compuestos por células de un material con capacidad fotoeléctrica, es decir, absorbe los fotones de luz y libera electrones. El principal material a partir del cual se fabrican estas células es el silicio, en distintas formas. Existen otros materiales como telururo de cadmio o cobre, indio y galio a partir de los cuales se fabrican paneles, los conocidos como película delgada o *thin film*, este tipo de paneles son baratos, aunque su eficiencia es inferior que la de los paneles de silicio cristalino. A nivel comercial dentro de los módulos fabricados a partir de silicio existen distintas tecnologías:

5.1.1.1. Silicio monocristalino

Este tipo de célula está creada a partir de una sola estructura cristalina de silicio. Su eficiencia teórica (18 %-22 %) es ligeramente superior al resto de tecnologías comerciales, también lo es su precio, debido al costoso proceso de fabricación.

5.1.1.2. Silicio policristalino

Las células policristalinas están formadas por múltiples fragmentos de silicio cristalizadas. Su eficiencia (14 %-18 %) Es ligeramente inferior al de los paneles monocristalinos. Su precio también es más barato ya que su proceso de fabricación es más económico.

5.1.1.3. *Thin film*

En este subapartado se propone como alternativa a las células de silicio cristalino, los módulos de telururo de cadmio, dado que es la tecnología de película delgada más eficiente y popular en el mercado. Su proceso de fabricación es de cristal-cristal, es decir sin marco, por lo que presenta una eficiencia del 16 %-18 %. Suelen ser módulos de gran formato preparados para instalaciones en grandes campos y sus células son alargadas, teniendo cada módulo un número muy elevado de células lo que hace que tengan una tensión muy alta y corrientes bajas.

Comparación visual entre los distintos tipos de células fotovoltaicas de silicio:

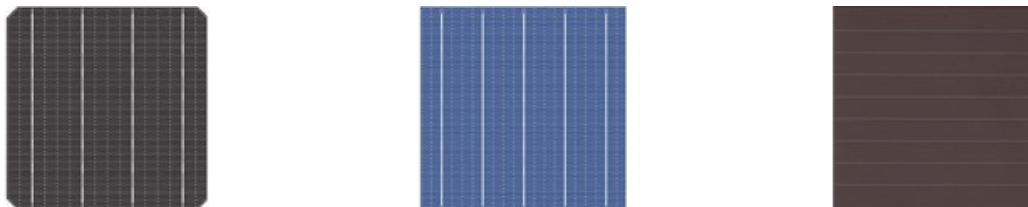


Figura 7 : a) Célula monocristalina (mono c-Si). b) Célula policristalina (pc-Si). c) Panel *thin film*

5.1.1.4. Ponderación del tipo de módulo

Una vez presentadas las opciones de las tecnologías de módulos más comunes para este tipo de instalación, se procede a realizar una tabla de ponderación para valorar sus características y realizar la elección de la tecnología más adecuada.

	Ponderación				Media ponderada
	0,2	0,3	0,2	0,3	
Panel fotovoltaico	Precio	Rendimiento	Resistencia a los elementos	Vida útil	
Monocristalino	7	8	9	9	8,3
Policristalino	8	7	9	8	7,9
<i>Thin film</i>	9	5	6	7	6,6

Tabla 13 : Tabla de valor, Panel fotovoltaico

Tras el análisis de las distintas tecnologías basadas en silicio, se concluye que el panel elegido para conformar el campo fotovoltaico será de silicio monocristalino (mono c-Si), esto es

debido a que su eficiencia es la mejor y el área disponible para la instalación del generador fotovoltaico es limitada.

5.1.2. Elección de la solución comercial del módulo

Se toma como muestra, tres paneles monocristalinos de características eléctricas similares. Estos paneles tienen disponibilidad en varios comercios y son accesibles al por menor, aunque su precio podría variar dependiendo de la época del año o del vendedor seleccionado.

Se dispone de tablas con las principales características que ofrece cada uno de los módulos seleccionados para un análisis sencillo.

JA Solar DeepBlue 3.0 500		
Altura	L	2093 mm
Ancho	Z	1134 mm
Espesor	E	30 mm
Peso	m	26,3 kg
Potencia pico	P_{mp}	500 W
Tensión en circuito abierto	V_{oc}	45,59 V
Tensión de máxima potencia	V_{mp}	38,35 V
Corriente de cortocircuito	I_{sc}	13,93 A
Corriente de máxima potencia	I_{mp}	13,04 A
Coefficiente $T^{\circ} P_{mp}$	g	-0,35 %/°C
Eficiencia	η	21,1 %
Precio		135,52 €

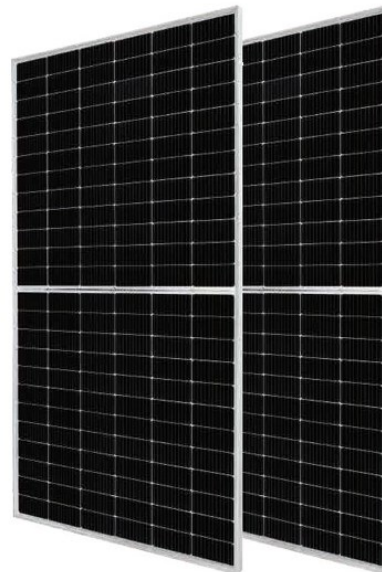


Tabla 14 : Características básicas del panel JA Solar JAM66S30 500/MR

Tensite EM500-PH		
Altura	L	2094 mm
Ancho	Z	1134 mm
Espesor	E	35 mm
Peso	M	25 kg
Potencia pico	P_{mp}	500 W
Tensión en circuito abierto	V_{oc}	45,55 V
Tensión máxima potencia	V_{mp}	38,35 V
Corriente de cortocircuito	I_{sc}	13,9 3A
Corriente de máxima potencia	I_{mp}	13,04 A
Coefficiente $T^{\circ} P_{mp}$	g	-0,35 %/°C
Eficiencia	η	21,05 %
Precio		128,26 €



Tabla 15 : Características básicas del panel Tensite EM500-PH

Jinko TIGER Pro 545 mono PERC		
Altura	L	2230 mm

Ancho	Z	1134 mm
Espesor	E	35 mm
Peso	m	28,9 kg
Potencia pico	P_{mp}	545 W
Tensión en circuito abierto	V_{oc}	49,52 V
Tensión de máxima potencia	V_{mp}	40,8 V
Corriente de cortocircuito	I_{sc}	13,94 A
Corriente de máxima potencia	I_{mp}	13,36 A
Coefficiente T° Pmp	g	-0,35 %/°C
Eficiencia	η	21,13 %
Precio		239,04 €

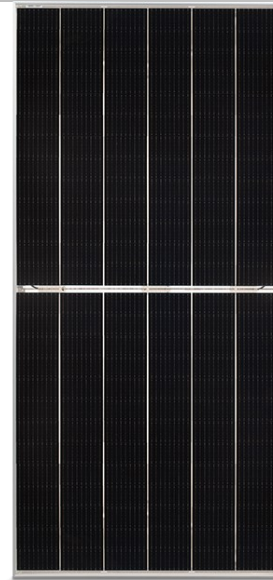


Tabla 16 : Características básicas del panel Jinko TIGER Pro 72HC 545W JMK545M

5.1.2.1. Ponderación del modelo de módulo

	Ponderación					Media Ponderada
	0,3	0,25	0,2	0,15	0,1	
Panel Solar	Eficiencia	Potencia Pico	Precio	Coefficiente de temperatura	Tamaño	
JA Solar JAM66S30 500/MR	9	7	7	8	6	7,3
Tensite EM500-PH	9	7	8	8	6	7,85
Jinko JMK545M	9	8	5	8	5	7,4

Tabla 17 : Tabla de valor, módulos monocristalinos.

Las soluciones comerciales para paneles de silicio cristalino son muy competitivas, por lo que la elección de uno u otro panel una vez definidas las características básicas de trabajo de la instalación será una decisión mayormente económica y de disponibilidad.

En este caso se la elegido el Panel Tensite EM500-PH de 500 W ya que ofrece unas características eléctricas comparables a las de la competencia a un precio más competitivo.

5.2. Regulador de carga

En este segmento, se abordará las distintas opciones pertenecientes al subsistema del regulador de carga, este elemento es imprescindible en las instalaciones aisladas a la red, pues controla la tensión de la carga y descarga del acumulador para garantizar su correcto funcionamiento.

5.2.1. Elección del tipo de regulador de carga

El siguiente paso es elegir un regulador de carga. Este dispositivo es el que se encarga de llevar la energía del campo fotovoltaico hasta las baterías, ya que estas tienen varias etapas de carga y necesitan unos parámetros de tensión y corriente en función de la etapa. Además, protegen a la batería de sobretensiones limitando posibles picos de tensión procedentes del campo fotovoltaico.

Existen dos tipos principales de reguladores serie usados en sistemas fotovoltaicos:

5.2.1.1. Regulador PWM (*Pulse width modulation*)

Este tipo de regulador ajusta la corriente media que fluye hacia la batería utilizando un transistor en conmutación a frecuencias variables. Con el transistor en ON la tensión del campo fotovoltaico es la de la batería y la corriente circula cargando la batería. Con el transistor en OFF el campo fotovoltaico está en circuito abierto y la batería no se está cargando.



Figura 8 : Regulador de carga de tipo PWM. Fuente: MUST Solar

5.2.1.2. Regulador MPPT (*Maximum power point tracker*)

Este tipo de regulador hace trabajar al generador fotovoltaico en su punto de máxima potencia o PMP, incluyendo un algoritmo que rastrea continuamente el PMP. El circuito incluye un convertidor conmutado DC/DC tipo *buck* o reductor que controla la corriente con la que se carga la batería mediante un ciclo de trabajo variable determinado por el algoritmo de MPPT (*maximum power point tracking* o seguidor del PMP). Este convertidor ofrece a su salida los valores de corriente requeridos por la batería según su estado de carga. Gracias al seguimiento del PMP, la eficiencia de este regulador es superior y aprovecha mejor la energía que puede generar el sistema fotovoltaico.



Figura 9 : Regulador de carga de tipo MPPT. Fuente: Victron

5.2.1.3. Ponderación de las soluciones disponibles

Presentados los dos tipos de regulador de carga más frecuentes en sistemas fotovoltaicos se lleva a cabo la comparación mediante una tabla de valor:

	Ponderación				Media ponderada
	0,3	0,2	0,3	0,2	
Regulador de carga	Precio	Seguridad	Eficiencia	Disponibilidad en 48V	
PWM	10	6	6	5	7
MPPT	7	8	9	9	8,2

Tabla 18 : Tabla de valor, regulador de carga.

La eficiencia de un Regulador MPPT es superior frente a un regulador PWM, sobre todo en climas nublados o invierno, donde se puede alcanzar hasta un 25 % más de energía al día.

El regulador MPPT puede trabajar con tensiones de entrada del campo fotovoltaico superiores, así al aumentar el voltaje de entrada, se reducen las caídas de tensión en las líneas provenientes del campo fotovoltaico.

Si bien es cierto que el precio de un Regulador MPPT frente a un Regulador PWM es superior, pudiendo llegar al doblar el precio para un controlador de carga de características similares.

Con estas características presentes para la elección del regulador de carga, será un MPPT.

5.2.2. Elección de la solución comercial del regulador de carga

Como se ha planteado en el apartado de soluciones alternativas, la solución adoptada para el regulador de carga será la de un regulador de tipo MPPT. En este caso se deberá tener en cuenta la potencia en el punto de máxima potencia que alcanzará el campo fotovoltaico para ello se debe tener en cuenta el número total de paneles de los que dispondrá la instalación y de su disposición. En este caso se trata de 20 paneles en total de 500 W cada uno. Dependiendo de la configuración de conexión de los paneles serán necesario uno o varios reguladores para no superar las características admitidas por el regulador. Para abordar este apartado se ha optado por varias opciones comerciales de distintas características y rangos de precio.

Victron SmartSolar MPPT 250 100 Tr		
Altura	L	216 mm
Ancho	Z	295 mm
Profundidad	E	103 mm
Peso	m	4,5 kg
Tensión en circuito abierto FV	V_{OC}	250 V
Corriente de carga	I_c	100 A
Potencia máxima del campo FV	P_{FV}	5 800 W
Eficiencia máxima	η	99 %
Precio		839,00 €



Tabla 19 : Características técnicas del regulador MPPT Victron 250/100-Tr.

SRNE MC48100N25		
Altura	L	259 mm
Ancho	Z	314 mm
Profundidad	E	121 mm
Peso	m	5,7 kg
Tensión en circuito abierto FV	V_{OC}	240 V
Corriente de carga	I_c	100 A
Potencia máxima del campo FV	P_{FV}	5 280 W
Eficiencia máxima	η	99 %
Precio		553,88 €



Tabla 20 : Características técnicas del regulador MPPT SRNE MC48100N25

MUST Solar MPPT PC18-8015F 48V		
Altura	L	612 mm
Ancho	Z	308 mm
Profundidad	E	236 mm
Peso	m	3 kg
Tensión en circuito abierto FV	V_{OC}	145 V
Corriente de carga	I_c	80 A
Potencia máxima del campo FV	P_{FV}	5 000 W
Eficiencia máxima	η	98 %
Precio		228,50 €



Tabla 21 : Características técnicas del regulador MPPT MUST PC18-8015F

5.2.2.1. Ponderación del modelo de regulador MPPT

Regulador de carga	Ponderación					Media Ponderada
	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
	Precio	Eficiencia	Comunicación	Tensión máxima admitida	Fiabilidad	
Victron 250 100	6	9	9	7	9	8
SRNE	7	9	9	7	6	7,6
MUST	9	9	6	6	6	7,2

Tabla 22 : Tabla de valor, regulador MPPT

El regulador MUST Solar pese a su atractivo precio y características eléctricas dentro de las necesidades no es la opción adecuada para esta instalación ya que su tensión máxima admisible en circuito abierto es de 145 V. Esto complica el diseño del campo fotovoltaico ya que limita en gran medida el número de paneles en serie que se pueden conectar por *string*.

El regulador SRNE, ofrece unas características eléctricas similares al regulador Victron, ambos tienen una tensión en circuito abierto del sistema FV admitida de uso 250 V, facilitando su uso para *strings* de paneles en serie más largos y menor cantidad de ramas. Ambos cuentan con puerto de comunicación con las baterías si fuera necesario para controlar la carga de estas.

Sin embargo, Victron es una marca reputada que destaca por su fiabilidad y garantía y dado que este componente es el que alimentará a las baterías que será el elemento más caro de la instalación, la seguridad y tranquilidad hacia la inversión del cliente es un factor para tener en cuenta y la diferencia de precio es asumible. Por ello se opta por la opción del MPPT Victron SmartSolar 250 |100 Tr.

5.3. Sistema de almacenamiento

El banco de baterías o acumuladores es donde la energía producida por el campo fotovoltaico será almacenada. Este componente puede ser excluido en instalaciones conectadas a la red. Sin embargo, en la modalidad de autoconsumo en la que se realiza está instalación es imposible conectarse a la red. Dado que se trata de una instalación aislada, es necesario disponer de un banco de baterías que almacenen la energía recogida durante el día y proporcionen electricidad cuando no se disponga de radiación solar.

5.3.1. Elección del tipo de sistema de almacenamiento

Según la tecnología y material que empleen las baterías para almacenar la energía, las baterías usadas para instalaciones fotovoltaicas se pueden distinguir en varios tipos:

5.3.1.1. Batería de plomo abierto

Estas constan en su interior de seis vasos conectados entre sí con una solución de ácido sulfúrico con placas de plomo sumergidas en el ácido. Son muy económicas, pero requieren de mantenimiento, al necesitar ser rellenadas periódicamente de agua destilada.



Figura 10 : Batería de plomo-ácido abierta. Fuente U-Power

5.3.1.2. Batería VRLA

Son baterías de plomo-ácido selladas las cuales no requieren mantenimiento ni ventilación. Y pueden ser instaladas en su posición natural o volcadas. Comúnmente se distinguen en dos tipos:

- Baterías de GEL. Este tipo de baterías también son de la familia de las baterías Plomo- ácido, sin embargo, el electrolito se encuentra de forma gelificada y la batería se encuentra totalmente sellada por lo que no hay peligro al volcar la batería, asimismo sufren una menor evaporación que las de plomo-ácido convencionales.



Figura 11 : Batería VRLA de tipo GEL. Fuente: Victron

- Baterías AGM (*Absorbed Glass Mat*) Su característica técnica principal es que poseen una malla de fibra de vidrio absorbente donde se encuentra el electrolito contenido entre las placas positivo y negativo. Este tipo de batería soporta una corriente de descarga momentánea muy alta, por lo que es especialmente útil para arranque de motores.



Figura 12 : Batería VRLA de tipo AGM. Fuente: Tensite

5.3.1.3. Baterías de litio (Li-ion)

Este tipo de baterías hacen uso de celdas con sales litio para almacenar la energía. Son baterías totalmente cerradas que no requieren de mantenimiento y no liberan gases, además tienen la vida más larga de todas las baterías del mercado, además de ser capaces de hacer ciclos de descarga profunda sin degradarse.



Figura 13 : Batería de Litio. Fuente: Pylontech

5.3.1.4. Baterías estacionarias

También son baterías de plomo-ácido, pero los vasos se encuentran separados. Por tanto, cada uno de estos vasos ofrece una tensión de 2V y se conectan en serie hasta conseguir la tensión DC deseada para el sistema. Son más duraderas que las baterías convencionales de plomo-ácido y aunque ofrecen más ciclos de descarga, no es conveniente descargarlas más de un 20 %, y por ello

se recomienda que la capacidad del banco de baterías sea mayor. Existen distintos tipos de baterías estacionarias, en este caso las que requieren de mantenimiento, OPzS (mantener los niveles de ácido y rellenar con agua destilada) y las selladas que no requieren mantenimiento, OPzV.



Figura 14 : Banco de baterías estacionarias. Fuente: BAE

5.3.1.5. Ponderación de las soluciones disponibles

Se procede a realizar la comparación de las distintas tecnologías disponibles y ponderar sus características:

Batería	Ponderación					Media ponderada
	0,2	0,2	0,2	0,1	0,3	
	Precio	Fiabilidad	Profundidad de descarga	Espacio requerido	Vida útil	
Plomo abierto	9	6	4	4	5	5,7
GEL	6	6	6	7	7	6,4
AGM	7	7	6	7	6	6,5
Litio	4	10	9	9	9	8,2
Estacionaria cerrada	6	7	6	4	7	6,3

Tabla 23 : Tabla de valor, banco de baterías.

Una de las principales características que demanda el cliente es que el sistema de almacenamiento tenga un mantenimiento bajo, por lo cual las baterías de plomo abierto y las baterías estacionarias abiertas serían la última opción, por otro lado hay que tener en cuenta que el banco de baterías será almacenado en una caseta de 15 m² donde irá el resto de la instalación junto con el generador auxiliar, por lo que para una instalación de 48 V un banco de baterías estacionarias las cuales deben ir montadas en serie ya que cada una ofrece una tensión de 2 V ocuparía un espacio considerable, teniendo en cuenta que serían necesarias 24 baterías para llegar a la tensión de trabajo. También se debe tener en cuenta que la capacidad de un sistema con baterías de plomo ácido sería del orden de 1458 Ah, por lo que las baterías compactas no serían adecuadas

Dadas estas condiciones, el sistema de almacenamiento seleccionado es un banco de baterías de litio.

5.3.2. Elección de la opción comercial para el acumulador

Se ha concluido que el tipo de baterías a utilizar será de litio, pese a su precio, no requieren mantenimiento y ofrecen una vida útil elevada y facilidad para monitorizar el estado de carga sin necesidad de shunt o sistema BMS externo. Además de una profundidad de descarga que puede llegar al 95 %. En este sentido, queda acordar el modelo más apropiado para esta instalación.

Un sistema de baterías de litio requerirá un acumulador de una capacidad de alrededor de 44 kWh, como se ha definido anteriormente. Este valor se alcanzará conectando en paralelo los módulos necesarios hasta alcanzar la capacidad especificada. El acumulador será modular, pudiendo añadir más baterías si fuese necesario.

Se van a examinar varios modelos de batería de litio para seleccionar la opción comercial más adecuada. Todos ellos de 48 V de tensión nominal ya que el conexionado es en paralelo y deben cumplir la tensión del sistema DC.

PylonTech US3000C		
Altura	L	132 mm
Ancho	Z	442 mm
Profundidad	E	420 mm
Peso	m	32 kg
Capacidad nominal	E_N	3552 Wh
Capacidad real	E_R	3374 Wh
Corriente de carga/descarga	I_{CDC}	37 A
Profundidad de descarga	PD	95%
Precio		1046,00€
Ciclos de vida	n	>6000



Tabla 24 : Características de la batería PylonTech US3000C

Tensite TS-L5000		
Altura	L	136 mm
Ancho	Z	442 mm
Profundidad	E	486 mm
Peso	m	45 kg
Capacidad nominal	E_N	4900 Wh
Capacidad real	E_R	4600 Wh
Corriente de carga/descarga	I_{CDC}	60 A
Profundidad de descarga	PD	90 %
Precio		1391,50 €
Ciclos de vida	n	>6000



Tabla 25 : Características de la batería Tensite TS-L5000

U-Power Ecoline UE-48Li3600WH		
Altura	L	132 mm
Ancho	Z	442 mm
Profundidad	E	440 mm
Peso	m	31 kg
Capacidad nominal	E_N	3600 Wh
Capacidad real	E_R	3200 Wh
Corriente de carga/descarga	I_{CDC}	37
Profundidad de descarga	PD	95 %
Precio leroymerlin.es		1190,00 €
Ciclos de vida	n	>4500



Tabla 26 : Características de la batería U-Power Ecoline UE-48Li3600Wh

5.3.2.1. Ponderación del modelo de batería de litio

Batería	Ponderación					Media Ponderada
	0,4	0,2	0,1	0,1	0,2	
	Precio por Wh	Corriente de carga	Compatibilidad	Profundidad de descarga	Ciclos de descarga	
Pylontech	0,31/8	9	8	10	6	8
Tensite	0,3/8	9	7	9	6	7,8
U-Power	0,37/7	9	7	10	4,5	7,2

Tabla 27 : Tabla de valor, ponderación de la batería de litio.

Tras analizar las opciones disponibles en el mercado se ha seleccionado el modelo US3000 de Pylontech para las necesidades del cliente, este modelo ofrece gran cantidad de opciones de compatibilidad con dispositivos de otros fabricantes para poder monitorizar el sistema, además lleva incluido un sistema BMS (*Battery monitoring system*) para medir, tensión corriente, estado de carga y temperatura de las celdas. Tiene capacidad de comunicación con el regulador para recibir la tensión necesaria para cada estado de carga.

5.4. Inversor

El inversor es el componente que transforma la corriente continua del sistema fotovoltaico en corriente alterna, que se utilizará en la casa, bodega y resto de aplicaciones del cliente. En este caso a la hora de elegir un inversor hay que fijarse en la tensión en continua del sistema, la potencia máxima de salida del inversor, que deberá ser superior a la potencia máxima de consumo estimada y la capacidad de poder ser utilizado como cargador de baterías con un generador auxiliar (inversor/cargador).

5.4.1. Elección del inversor

Para las condiciones de trabajo, la salida de la onda en alterna será senoidal y de una tensión de 230 V_{RMS} y una frecuencia de 50 Hz. La tensión de trabajo en continua es de 48 V y es necesario un cargador de baterías ya que se deberá disponer de un generador auxiliar. El inversor debe contar con protecciones para evitar la descarga profunda de las baterías. Por ello se analizarán distintas opciones dentro de los inversores para sistemas aislados.

Dado que el sistema que se trata de alimentar sería de una electrificación media, teniendo en cuenta el factor de simultaneidad, se podría tratar de una potencia total a la salida de entre 5kVA y 8kVA, teniendo en cuenta que hay una vivienda rural, pero al mismo tiempo existen cargas como el cargador de VE que tienen una demanda alta de potencia.

La elección del inversor se debe hacer teniendo en cuenta que se trata de una instalación monofásica.

Dentro de las estrategias que se podrían usar para cubrir la demanda eléctrica con el inversor se podrían dar dos opciones:

5.4.1.1. Uso de un único inversor

En esta propuesta, toda la corriente del sistema AC será proporcionada por un único inversor de unas características eléctricas que lo hagan apto para proporcionar la potencia necesaria, así pues, toda la corriente DC circularía por un único bus hasta la entrada del inversor.

5.4.1.2. Uso de varios inversores de menor potencia

Mediante el uso de dos o más inversores conectados en paralelo, se podría reducir la potencia necesaria producida por el inversor, siendo necesarios varios buses DC para alimentar a los inversores y así reducir la corriente en cada línea DC que alimente a los convertidores.

5.4.1.3. Ponderación de las soluciones disponibles

	Ponderación				Media ponderada
	0,4	0,2	0,2	0,2	
Inversor	Precio	Intensidad en DC	Eficiencia	Espacio ocupado	
Un inversor	8	5	7	8	7,2
Varios inversores	5	8	9	5	6

Tabla 28 : Tabla de valor, inversor

El precio por unidad de potencia a la salida del inversor instalado sería más elevado con el uso de varios inversores. Por otro lado, la eficiencia sobre todo a bajas potencias demandadas sería superior para el sistema formado por 2 inversores y junto a esto se reduciría la corriente que circule por los cables de alimentación del sistema DC. Pese a esto, el lugar donde se realiza la instalación es reducido, así que un único inversor aprovechará mejor el espacio.

5.4.2. Elección de la opción comercial para el inversor cargador

Dado que la solución debe ser un inversor-cargador con una potencia nominal a la salida de entre 5 kVA y 8 kVA para alimentar tanto la bodega, la casa y el garaje. Las opciones comerciales que cumplen estas características son las siguientes.

Victron Multiplus-II 48V 8000VA		
Altura	L	642 mm
Ancho	Z	363 mm
Profundidad	E	206 mm
Peso	m	42 kg
Potencia nominal	S	8000 VA
Potencia de salida a 45°C	P_{AC}	5500 W
Corriente de carga de baterías	I_{DC}	110 A
Eficiencia máxima	η	96 %
Precio		3799,18 €



Tabla 29 : Características del inversor Victron Multiplus - II 48V 8000VA

SMA Sunny Island 8.0H		
Altura	L	612 mm
Ancho	Z	467 mm
Profundidad	E	242 mm
Peso	m	63 kg
Potencia nominal	S	8000 VA
Potencia de salida a 45°C	P_{AC}	5430 W
Corriente de carga de baterías	I_{DC}	50 A
Eficiencia	η	95,8 %
Precio		3974,91 €



Tabla 30 : Características del inversor SMA Sunny Island 8.0H

Voltronic Axpert MAX 8000W		
Altura	L	554 mm
Ancho	Z	433 mm
Profundidad	E	147 mm
Peso	m	18,4 kg
Potencia nominal	S	8000 VA
Potencia de salida a 45°C	P_{AC}	----W
Corriente de carga de baterías	I_{DC}	80 A
Eficiencia	η	93 %
Precio		1333,42 €



Tabla 31 : Características del inversor Voltronic Axpert MAX 8000W

5.4.2.1. Ponderación del modelo de inversor

Inversor	Ponderación					Media Ponderada
	0,3	0,2	0,2	0,1	0,2	
	Precio	Eficiencia	Comunicación	Velocidad de carga	Potencia real entregada	
Victron Multiplus	6	9	9	7	7	7,5
SMA Sunny Island	6	9	8	5	7	7,1
Voltronic Axpert MAX	9	7,5	6	6	2	6,4

Tabla 32 : Tabla de valor, ponderación del inversor centralizado

La elección del modelo de inversor es complicada de plantear ya que existen pocas alternativas en el mercado que cumplan las necesidades propuestas, es decir, inversor cargador de 8kVA para instalaciones aisladas. En este caso un inversor cargador la mayoría de los modelos no llegan a la potencia necesaria o no tienen opciones con cargador de baterías. Y mientras que el uso de un cargador de baterías externo sería posible, esto complicaría el proyecto ya que harían falta más aparatos que mantener, engrosar el presupuesto y preparar la comunicación con el resto del sistema.

Aun así, en el mercado se ofrecen buenas alternativas, en este caso se opta por el modelo Victron Multiplus-II 8000VA 48V, que además junto al regulador de carga pueden ser monitorizados y controlados vía *software* propietario del fabricante.

5.5. Generador auxiliar

En esta sección, se abordará la selección del generador complementario, se analizarán las distintas opciones viables para la instalación y se seleccionará la más adecuada. Una vez definida la tecnología preferida, se explorarán opciones comerciales disponibles.

5.5.1. Elección del generador auxiliar

La misión del generador auxiliar es proveer de energía a la instalación cuando no haya radiación solar disponible y el nivel de las baterías sea insuficiente, asimismo, también podrá alimentar las cargas en momentos de demanda de potencia elevada.

5.5.1.1. Generador Gasolina

Este tipo de generador utiliza gasolina como combustible, es un tipo de generador bastante económico por lo que son más comunes en situaciones donde se escojan modelos más pequeños y portátiles, aunque también existan modelos más potentes y pesados.



Figura 15 : Grupo electrógeno de gasolina. Fuente: Honda power equipment

5.5.1.2. Generador Diésel

Funcionan gracias a un motor alimentado con diésel. Destaca su eficiencia y precio del combustible que utiliza. Además, es capaz de aportar energía de manera constante durante largos periodos de tiempo. Tiene una vida útil larga y su mantenimiento es bajo. Por el contrario, este tipo de generador es más contaminante y produce un nivel de ruido elevado.



Figura 16 : Grupo electrógeno de diésel. Fuente Hyundai power products

5.5.1.3. Generador a gas

Este tipo de generador usa gas natural, GLP o propano para su funcionamiento. Son más económicos que las otras alternativas y sus emisiones son mucho menos contaminantes que los otros generadores de combustión. También existen combinaciones de generadores de gas propano y gasolina que los hace más eficientes, aunque se debe depender de dos combustibles para su funcionamiento.



Figura 17 : Generador a gas propano. Fuente: Pramac

5.5.1.4. Aerogenerador

Este tipo de generador transforma la energía cinética del viento en energía eléctrica. Para producir la máxima potencia disponible disponen de sistemas de orientación automática y sistemas de seguridad para que no se dañe en casos de viento excesivo. Los aerogeneradores empiezan a producir energía a partir de vientos de 3-4m/s y se detienen a partir de los 25m/s. Este tipo de generador es totalmente limpio ya que no produce ningún tipo de gas contaminante a la atmósfera.



Figura 18 : Aerogenerador. Fuente: Bornay

5.5.1.5. Ponderación del generador auxiliar

Generador complementario	Ponderación					Media ponderada
	0,1	0,2	0,3	0,2	0,2	
	Precio	Eficiencia	Precio combustible	Automatización	Vida útil	
Gasolina	8	8	6	9	7	7,4
Diésel	6	9	8	9	9	8,4
Gas	7	8	5	9	7	7
Aerogenerador	4	7	10	0	6	6

Tabla 33 : Tabla de valor, generador complementario

Se debe tener en cuenta a la hora de elegir un sistema de generación complementario que las necesidades de alta demanda del cliente son localizadas en ciertas épocas del año y estas, no pueden depender de que haya o no ciertas condiciones climáticas en ese momento, por lo tanto, la opción de un aerogenerador no sería apropiada. También se debe tener en cuenta que el tipo de combustible es importante ya que se trata de una zona remota donde no es posible una conexión de gas natural y alimentar con propano sería difícil debido a su dificultad para transportar los cascos de las bombonas hasta el lugar donde se emplazará el generador. Otro punto interesante es que al tratarse de una actividad agrícola existe una bonificación tributaria al uso del diésel, como indica la Ley 38/1992 de 28 de diciembre de Impuestos Especiales.

Con estas consideraciones presentes, la opción adecuada para este sistema es un grupo electrógeno diésel.

5.5.2. Elección de la opción comercial del generador auxiliar

Se elegirá un grupo electrógeno de diésel debido a que la actividad agroalimentaria recibe subvenciones al gasóleo. Esto hace que sea un combustible barato a parte de la eficiencia que presentan los mismos generadores.

Dado que este generador cumple dos misiones; alimentar el sistema y cargar las baterías en caso de consumo excesivo o varios días de baja generación y alimentar el equipo de frío se debe dimensionar de tal forma que sea capaz de alimentar ambas cargas simultáneamente.

El inversor cargador seleccionado Victron Multiplus II 48V 8000 VA, tiene una corriente de carga de baterías de 110 A, esto significa que 5280 W será la máxima potencia capaz de extraer el cargador (este cálculo es aproximado ya que el inversor/cargador elegido no proporciona datos de eficiencia como transformador AC/DC). Dado que la salida de CA del inversor está conmutada con la entrada del cargador, esto implica que el generador puede cargar las baterías mientras ofrece corriente al resto de las cargas en AC de la finca.

El equipo de frío necesita 2500W de potencia para su funcionamiento a máxima carga.

Con estos datos sería óptimo un grupo electrógeno monofásico de más de 10 kVA para que en el peor de los casos sea posible la carga de las baterías, la alimentación eléctrica de la finca y la alimentación del equipo de frío y trabajo al límite de su capacidad.

Las opciones comerciales disponibles son las siguientes:

INMESOL AK 18		
Altura	L	1398 mm
Ancho	Z	580 mm
Largo	E	1300 mm
Peso	m	480 kg
Potencia máxima	P_{pp}	15,5 kVA
Arranque automático		Sí
Eficiencia alternador	η	89,8 %
Consumo 75%		3,5 L/h
Volumen del depósito		80L
Precio electrogrup.com		7392,22 €



Tabla 34 : Características del generador INMESOL AK 18

HYUNDAI DHY18KEM		
Altura	L	980 mm
Ancho	Z	900 mm
Largo	E	1510 mm
Peso	m	505 kg
Potencia máxima	P_{pp}	17,6 kVA
Arranque automático		Sí
Eficiencia alternador	η	85 %
Consumo 75%		5 L/h
Volumen del depósito		77,5 L
Precio		6990,17 €



Tabla 35 : Características del generador HYUNDAI DHY18KEM

TECNOPLUS P15MB		
Altura	L	970 mm
Ancho	Z	680 mm
Largo	E	1390 mm
Peso	m	430 kg
Potencia máxima	P _{prp}	16,6 kVA
Arranque automático		Sí
Eficiencia alternador	η	84,5 %
Consumo 75%		4,0 L/h
Volumen del depósito		52 L
Precio gruposbravo.com		8615,00 €



Tabla 36 : Características del generador TECNOPLUS P15MB

5.5.2.1. Ponderación del grupo electrógeno de gasóleo

Grupo electrógeno	Ponderación					Media Ponderada
	0,3	0,25	0,25	0,1	0,1	
	Precio	Eficiencia	Consumo	Arranque eléctrico	Potencia entregada	
INMESOL AK 18	7	9	9	10	8	8,4
HYUNDAI DHY18KEM	8	8	5	10	9	7,55
TECNOPLUS P15MB	6	8	7	10	8	7,35

Tabla 37 : Tabla de valor, ponderación del grupo electrógeno de gasóleo

Tras la ponderación se establece que el grupo electrógeno seleccionado será el INMESOL AK 18. Ya que presenta las mejores características en cuanto a eficiencia de conversión, consumo y tamaño de del depósito.

5.6. Conexión entre subsistemas

Cada uno de los subsistemas está conectado con cableado. El cableado del subsistema del campo fotovoltaico si es posible, se realizará mediante conectores MC4. Esto agilizará el proceso de instalación ya que los módulos vienen provistos con este tipo de conector.

Para la conexión del campo fotovoltaico con el regulador de carga será necesario de una caja de protecciones o *DC-box* donde alojar el sistema de agrupación de los cables provenientes de los *strings* de módulos para su consolidación en una única línea para que sea admitida en el regulador MPPT. Además, serán necesarios previos a su agrupación fusibles para proteger de corrientes inversas.

El sistema de agrupación de cables podrá ser o bien una opción comercial o bien una solución fabricada por el técnico encargado de la instalación mediante *busbars* y pernos adecuados para el embornado de los cables o bloques perforados. En esta sección se propone como alternativa comercial la siguiente solución:

LEGRAND Repartidor modular 4 polos 125A 4módulos. 400410		
Montaje		Carril DIN
Altura	L	92 mm
Ancho	Z	176 mm
Profundidad	H	51 mm
Sección entrada	S _e	Hasta 25 mm ²
Sección salida	S _s	Hasta 35 mm ²
Corriente máxima	I _{DC}	125 A
Precio		89,38 €

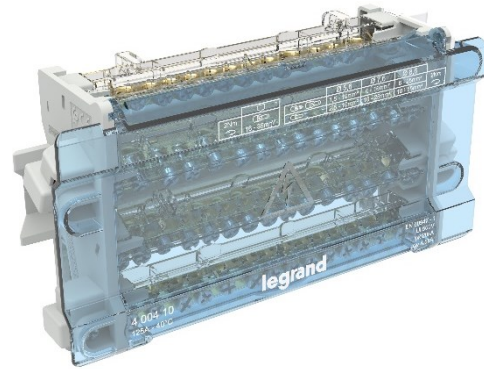


Tabla 38 : Características del bloque LEGRAND 400410

La característica principal de este bloque es que su sección de salida es igual a la sección máxima de cable admitida por el regulador elegido. Así pues, no se estará limitado por la sección de cable admitida.

Además de la primera caja de conexionado, será necesaria una *DC-box* adicional para albergar un embarrado para los cables DC que conecte la salida del MPPT, la batería y la entrada DC del inversor. Para esta DC-box se deberá tener en cuenta que la conexión debe hacerse mediante pernos a la *busbar* los cables de cada equipo estar provisto los terminales adecuados.

Se propone una solución comercial para el embarrado de esta caja de conexiones:

Deaier BB300-T6M10-C-RB power distribution block		
Montaje		Atornillado
Longitud	L	178 mm
Ancho	Z	38 mm
Profundidad	H	46 mm
Métrica de los pernos	M	M10
Número de terminales	n	6
Corriente máxima	I _{DC}	300 A
Precio		53,00 €



Tabla 39 : Características del bloque Deaier BB300-T6M10-C-RB

Estas opciones son válidas, pero pueden ser reemplazadas por cualquier solución que respete las secciones de cables máximas del resto de subsistemas, así como soportar la corriente máxima de diseño.

5.7. Monitorización y control

Se desea instalar un sistema monitor para llevar a cabo un seguimiento de la potencia consumida, nivel de carga de las baterías, temperatura de los elementos de continua, producción fotovoltaica y energía consumida a diario de la instalación.

Asimismo, también se desea implementar un sistema para el arranque mediante la entrada de relé del generador según ciertas condiciones.

Puesto que se han utilizado componentes del fabricante Victron, este posee un software propietario (Venus OS), que se ejecuta en los dispositivos monitores y de control de Victron para su posterior visualización de datos en el portal de VRM. Este software es compatible con multitud de otros componentes como las baterías de litio Pylontech que se han seleccionado.

Para la implementación de dicho software será necesario uno de los siguientes dispositivos: Cerbo GX, Color Control GX o Venus GX.



Figura 19 : Rango de productos GX. Cerbo GX, CCGX, Venus GX

En este caso se optará por el Color Control GX (CCGX) ya que cuenta con una pantalla para visualizar los datos y programar los controles desde la misma instalación. Esto aporta la seguridad en el caso de que no hubiera conexión a internet se podría seguir teniendo acceso a los datos del sistema y dado que se trata de una finca rural con internet satelital es la opción más fiable. El resto de los productos GX ofrece características como medición de nivel de agua en tanques o más de una salida de control para relé que no son útiles en esta instalación.

6. Descripción detallada de la solución adoptada

En este apartado se detallará para cada subsistema las características que presenta el componente seleccionado en el apartado anterior y su configuración dentro de la instalación para su compatibilidad. Una vez establecidos todos los componentes que conformarán la instalación se puede fijar el diagrama de bloques final representativo al montaje:

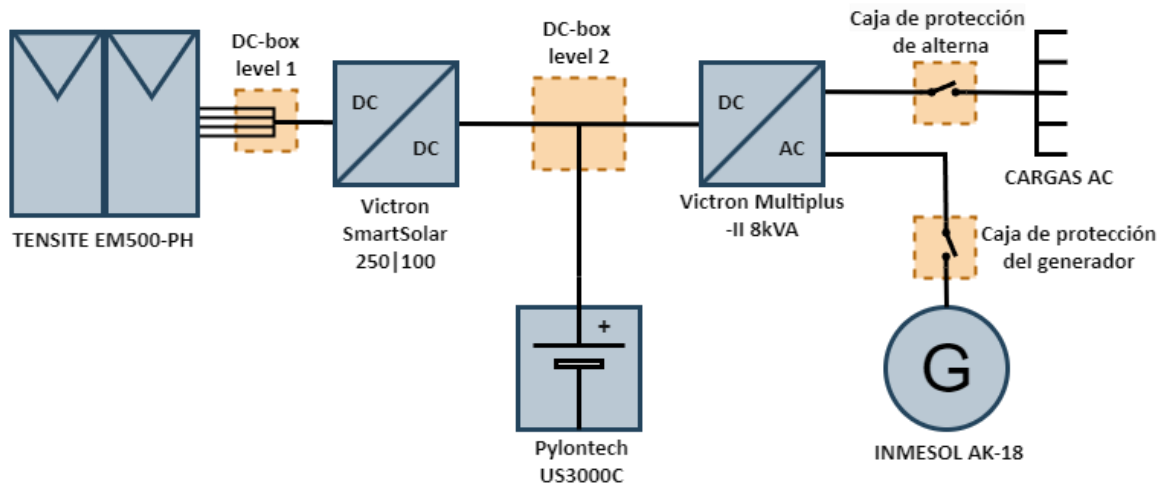


Figura 20 : Diagrama de bloques de la instalación

Como se aprecia en la figura 20, se trata de un sistema con topología de bus de DC centralizado. Este tipo de sistema lleva toda la energía a un único inversor para su uso en las cargas de CA. Además, cuenta con un sistema de alimentación auxiliar de corriente alterna y puesto que la carga de las baterías debe ser en corriente continua, el inversor es de tipo inversor cargador para alimentar el sistema DC cuando no exista radiación solar suficiente.

Se aprecia en el mismo, varias cajas de conexionado (cuadros eléctricos) donde se realizarán las conexiones y también alojarán los elementos de protección pertinentes.

6.1. Descripción del campo fotovoltaico

El módulo seleccionado para realizar la instalación es el Tensite EM500-PH de 500 W. Este módulo presenta una distribución de 132 medias células conectadas en 2 submódulos de 66 medias células cada uno. Se trata de un módulo de tecnología de silicio monocristalino (mono c-Si). Este tipo de paneles están formados por células fabricadas a partir de una única oblea de silicio cristalino y cortadas para formar la célula, de esta tecnología destaca su alta eficiencia. Aunque su precio sea algo superior en comparación a otros tipos de tecnologías, es competitivo dado a su amplio mercado y cantidad de fabricantes junto a los avances realizados en los procesos industriales para su elaboración.

Cabe destacar que el panel seleccionado cuenta con tecnología PERC, que consiste en añadir una capa reflectante adicional posterior a las células fotovoltaicas para aprovechar al máximo la irradiancia solar disponible. Además, ofrece una garantía de 12 años y al menos 25 años de garantía de producción de energía lineal.

Datos Eléctricos STC **EM500-PH**

Tipo de módulo	500M Half cell Mono PERC
Máxima potencia (Wp)	500 Wp
Corriente de potencia máxima (I_{mp})	13,04 A
Voltaje de potencia máxima (V_{mp})	38,35 V
Corriente de cortocircuito (I_{sc})	13,93 A
Voltaje de circuito abierto (V_{oc})	45,55 V
Eficiencia del módulo	21%
Fusible de serie máxima	25 A
Número de Diodos	3
Tolerancia positiva de potencia	0+3%
Condiciones de prueba estándar	1.000 W/m ² , 25 °C, AM 1.5
Voltaje máximo del sistema DC	1.500 V
Coefficiente de temperatura I_{sc}	0,048% / °C
Coefficiente de temperatura V_{oc}	-0,270% / °C
Coefficiente de temperatura P_{mp}	-0,350% / °C
Rango temperatura funcionamiento	-40°C / +85°C
Temperatura operación célula (TONC)	45°C ±2
Capacidad carga frontal del módulo	5.400 Pa IEC61215 (nieve)
Capacidad carga trasera del módulo	2.400 Pa IEC61215 (viento)

*Condiciones Estandar de Medida STC: Irradiación 1.000 W/m², espectro AM1.5, célula a 25°C.

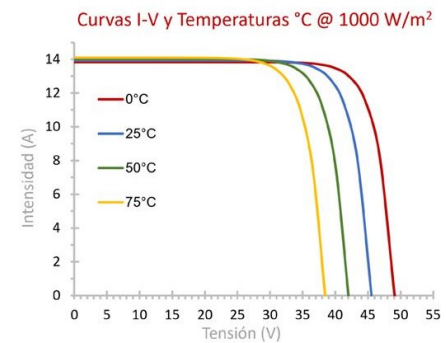
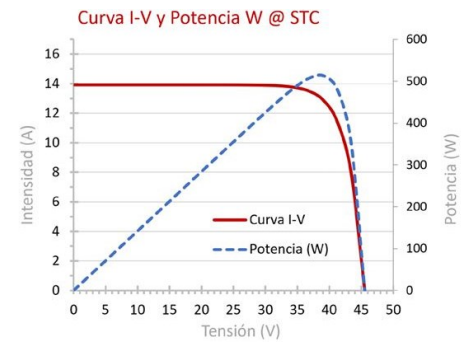


Figura 21 : Características técnicas del panel fotovoltaico Tensite EM500-PH

Eléctricamente, como se observa en la figura 21 se aprecia que tiene unas características similares a los paneles de su categoría, debido a la alta competencia del sector.

Su potencia máxima (P_{mp}) de 500 W en condiciones estándar de medida se encuentra bajo los valores de $V_{mp}=35,35$ V e $I_{mp}=13,04$ A, estos valores, así como la tensión de circuito abierto (V_{oc}) serán importantes a la hora de organizar el conexionado de módulos para crear el *array* de paneles en serie y número de ramales para obtener los valores eléctricos deseados.

Una vez definido el módulo con el que se realizará la instalación se procede a diseñar el campo fotovoltaico, con esto, se obtendrán las características eléctricas del generador fotovoltaico para poder consolidar el resto de los componentes que compondrán el sistema.

6.1.1. Diseño del campo fotovoltaico

Con el fin de evitar proyección de sombras de objetos colindantes el lugar elegido para la colocación del generador fotovoltaico es una cubierta de chapa lacada sobre unos pórticos a un agua de perfiles IPE de acero soldados. Situada en un lugar despejado de la finca, esta, sirve el uso de cochera para el tractor y las herramientas de las que hace uso. A su lado se encuentra una caseta de aperos con espacio suficiente para alojar el resto de los componentes de esta instalación.

Se debe tener en cuenta las dimensiones de la cubierta a la hora de distribuir las placas en ella. Esto es para evitar sombreado entre las placas si se necesita tener varias filas de paneles fotovoltaicos.

Las dimensiones de la cubierta donde se instalará el campo fotovoltaico son de $L=12$ m y $Z=6,5$ m en sus aristas, con el lado largo(L) orientado hacia el Suroeste($\gamma=33^\circ$) y con una inclinación de 6° con la arista más baja en el lado Suroeste también.

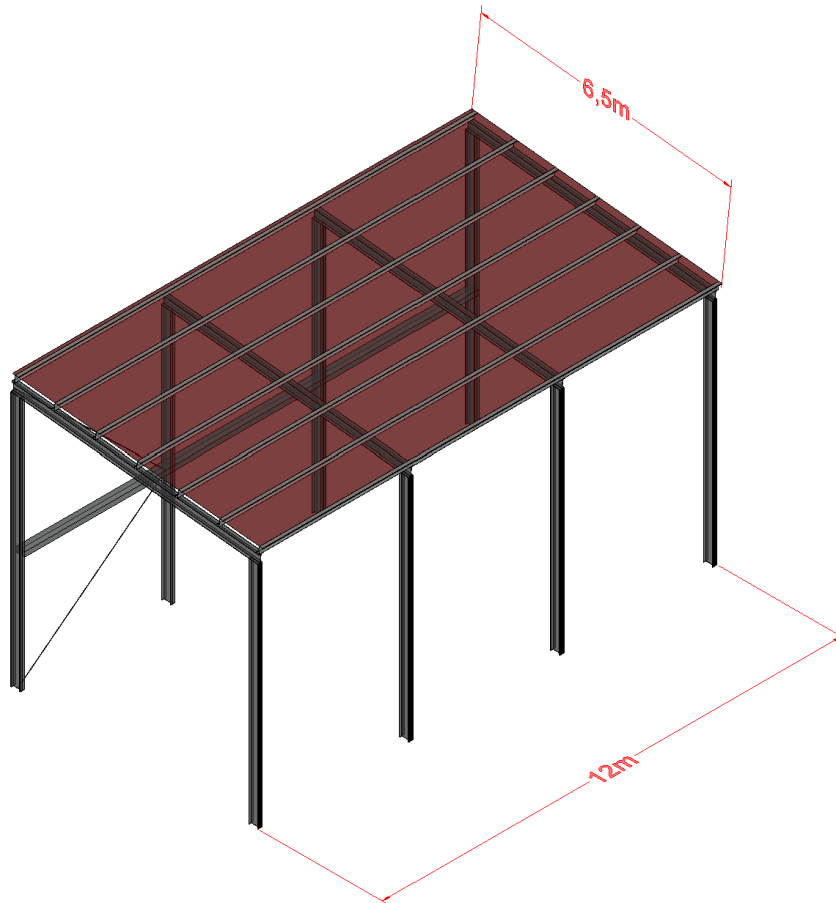


Figura 22 : Modelo de la pérgola donde se desea instalar el campo fotovoltaico

Teniendo estas características arquitectónicas presentes, se debe hacer la distribución de los paneles sobre la cubierta, para ello se describen las características físicas del panel escogido:

Tensite EM500-PH		
Altura	L_m	2094mm
Ancho	Z_m	1134mm
Espesor	E_m	30mm
Peso	m	25kg
Potencia pico	P_{mp}	500W

Tabla 40 : Características físicas del panel escogido

6.1.1.1. Caso con módulos en vertical o *portrait*

Se disponen los paneles en vertical orientados sobre el lado largo de la cubierta:

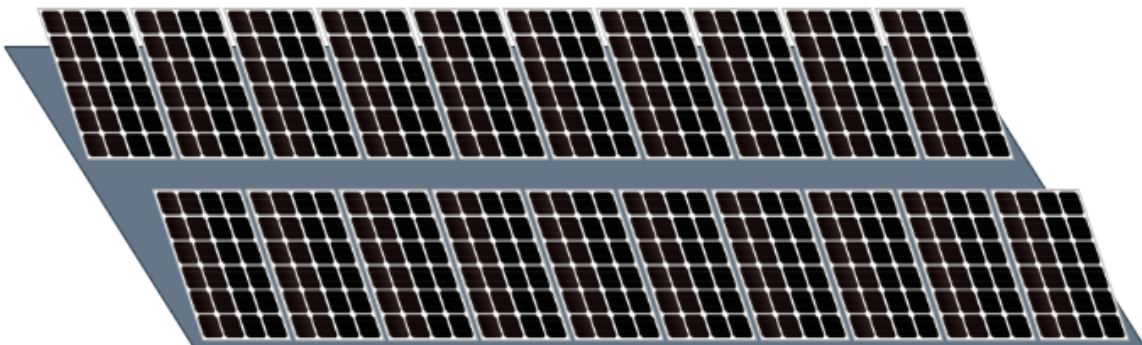


Figura 23 : Esquema de la disposición de los módulos en vertical

Se establece una separación lateral de 20mm entre módulos para reducir la transferencia de calor entre paneles y mejorar la ventilación de estos. Se establece una separación de 50mm entre los módulos y la cubierta para mejorar la ventilación y asegurar el deslizamiento del agua cuando llueva y no provocar daños por agua a los módulos o la cubierta.

$$n_s = \left\lfloor \frac{L}{Z_m + s_L} \right\rfloor$$

Ecuación 10 : Número de paneles por fila

Siendo:

- n_s : número de paneles por fila
- L : largo de la cubierta
- Z_m : ancho de cada módulo
- s_L : separación lateral entre módulos

$$n_s = \left\lfloor \frac{12000}{1134 + 20} \right\rfloor = \lfloor 10,4 \rfloor = 10 \text{ paneles}$$

Por lo tanto, el mayor número de paneles que se podrían instalar en una fila son 10.

Una vez establecido el número de módulos que se pueden instalar en una fila, se debe calcular el número de filas que se pueden instalar en la cubierta para que las sombras de la fila delantera causen las pérdidas mínimas en la siguiente fila.

Para reducir el efecto del sombreado entre las filas de paneles hay que calcular la distancia mínima a la cual se deberá instalar la siguiente fila. Con tal de que las pérdidas sean mínimas, (IDAE 2011) recomienda que “se garanticen al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno.” (p.44). Es decir, la distancia entre filas de módulos debe ser tal que asegure que no haya sombras entre las 10:00h y las 14:00h solares del día 21 de diciembre.

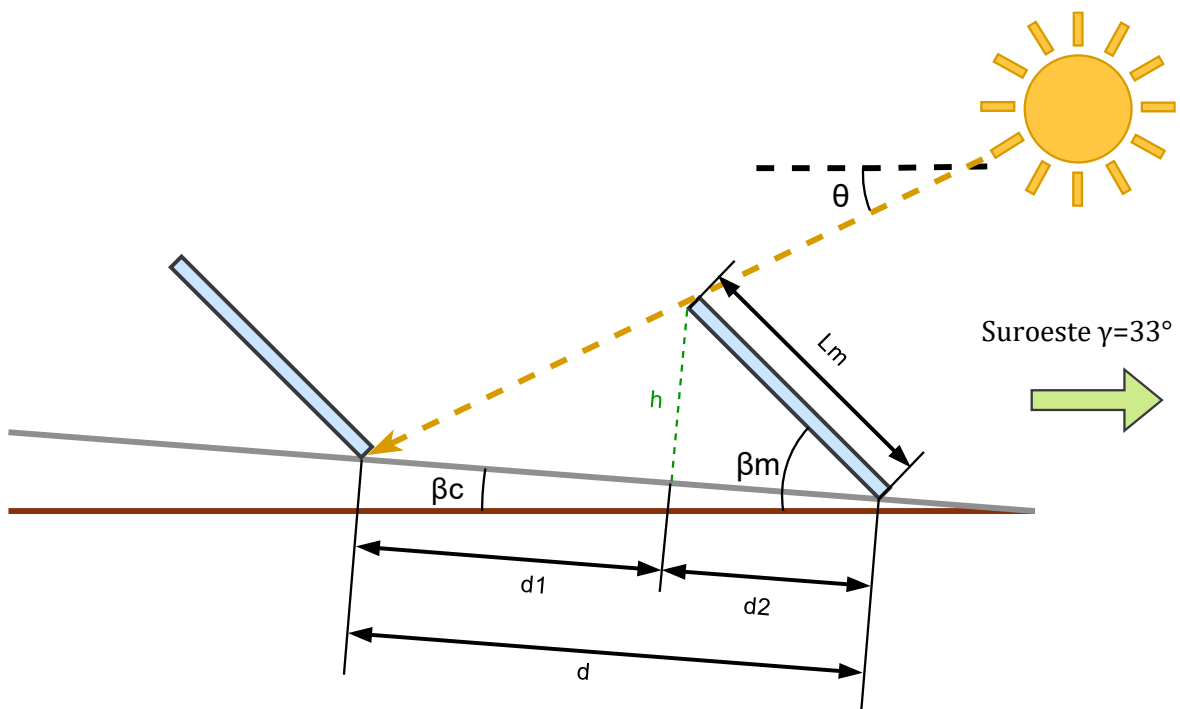


Figura 24 : Esquema de la disposición de los módulos sobre una cubierta inclinada para evitar sombras entre filas

El diagrama de la figura 24 define las características geométricas para el cálculo de la distancia medida sobre la cubierta que se deberá respetar entre filas de módulos. Aplicando las razones trigonométricas se alcanza la siguiente expresión:

$$d = d_1 + d_2 = L_m \cdot \left[\frac{\text{sen}(\beta_m - \beta_c)}{\text{tg}(\theta + \beta_c)} + \cos(\beta_m - \beta_c) \right]$$

Ecuación 11 : Distancia entre filas sobre una superficie inclinada

Siendo:

- d : distancia total entre paneles medida sobre la superficie de la instalación
- L_m : longitud sobre la cara larga del panel
- β_m : ángulo de los paneles sobre la horizontal (40°)
- β_c : ángulo de inclinación de la superficie de la instalación (6°)
- d_1 : distancia entre el objeto que proyecta la sombra y el panel
- θ : altura solar a las 10:00h o 14:00h solar del mes más desfavorable (diciembre)

Para calcular la altura solar en el momento más desfavorable (Solsticio de invierno a las 10:00h solares) se hace uso de la siguiente expresión:

$$\text{sen}(\theta) = \cos(H) \cos(\delta) \cos(\varphi) + \text{sen}(\delta) \text{sen}(\varphi)$$

Ecuación 12 : Cálculo de la elevación solar. Fuente: pveducation.org

Siendo:

- H : ángulo horario, el cual se calcula para cada hora sabiendo que a las 12:00h solares vale 0° y el sol recorre 15° en cada hora
- φ : latitud de la instalación ($40,126^\circ$)
- δ : declinación solar en grados en el solsticio de invierno ($-23,45^\circ$)

Así pues, se obtiene:

$$\theta = \arcsen[\cos(-30^\circ) \cos(-23,45^\circ) \cos(40,126^\circ) + \text{sen}(-23,45^\circ) \text{sen}(40,126^\circ)] = 20,55^\circ$$

Una vez obtenida la elevación solar para el momento más desfavorable, se procede a calcular la distancia entre filas haciendo uso de la ecuación 11:

$$d = 2094 \cdot \left[\frac{\text{sen}(40^\circ - 6^\circ)}{\text{tg}(20,55^\circ + 6^\circ)} + \cos(40^\circ - 6^\circ) \right] = 4079,45 \text{ mm} \approx 4,08 \text{ m}$$

Para determinar el número de filas que serán instalables con esta configuración se debe considerar que la estructura de montaje tiene una longitud equivalente a la proyección del módulo sobre la cubierta. La ecuación 11 proporciona la distancia hasta el vértice del módulo apoyado sobre la superficie de la fila siguiente. Estas distancias se ilustran en el esquema de la figura 25, por lo que será necesario comprobar cuantas filas se pueden instalar en el espacio disponible en la cubierta.

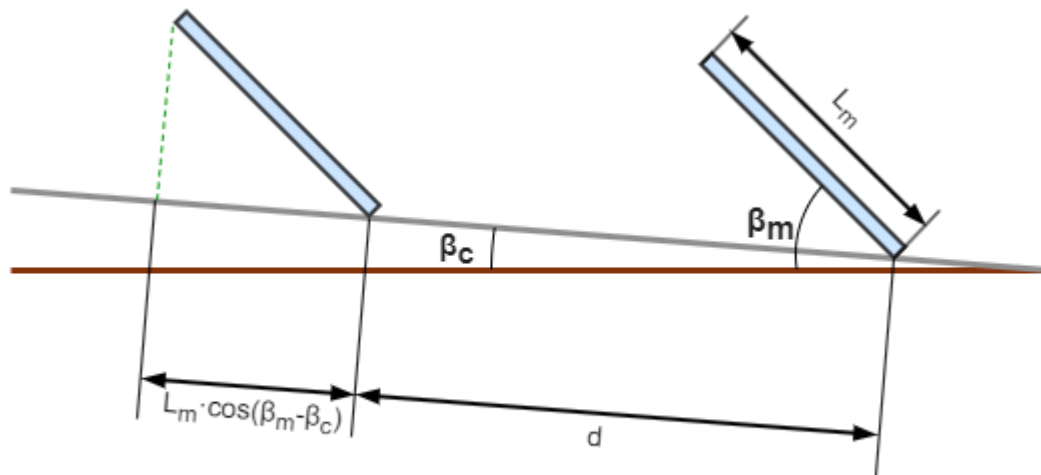


Figura 25 : Esquema de la distancia total necesaria para la instalación de los módulos

Para obtener el número de filas que será posible instalar con esta configuración se hace uso de la siguiente expresión:

$$n_{filas} = \left\lfloor 1 + \frac{Z_{cubierta} - L_m \cdot \cos(\beta_m - \beta_c)}{d} \right\rfloor$$

Ecuación 13 : Número de filas instalables con los módulos inclinados

Sustituyendo para los valores obtenidos con los módulos en vertical se obtiene:

$$n_{filas} = \left\lfloor 1 + \frac{6,5m - 2,094m \cdot \cos(40^\circ - 6^\circ)}{4,08m} \right\rfloor = [2,17] = 2 \text{ filas}$$

Por lo tanto, se podrían instalar 2 filas de 10 módulos de manera vertical con una separación mínima entre ellas de 4,08m, orientados hacia el suroeste. Esto son 20 paneles.

Conociendo el número de paneles se procede a calcular la potencia pico máxima del campo solar que como se definió en el apartado 4.8 de este documento, debe estar comprendida entre 9842,5W y 11811W. Así, pues se hará uso de la siguiente expresión:

$$P_{p,total} = n_{módulos} \cdot P_{p,módulo}$$

Ecuación 14 : Potencia pico del generador fotovoltaico

$$P_{p,total,caso1} = 20 \text{ paneles} \cdot 500W = 10000 \text{ Wp}$$

En este caso, la disposición sería válida pues está dentro de los límites definidos:

$$9842,5 \leq P_{p,total} \leq 11811$$

6.1.1.2. Caso con módulos en horizontal o *landscape*

Si los módulos se dispusieran con la cara larga apoyada sobre la cubierta, es decir en horizontal.

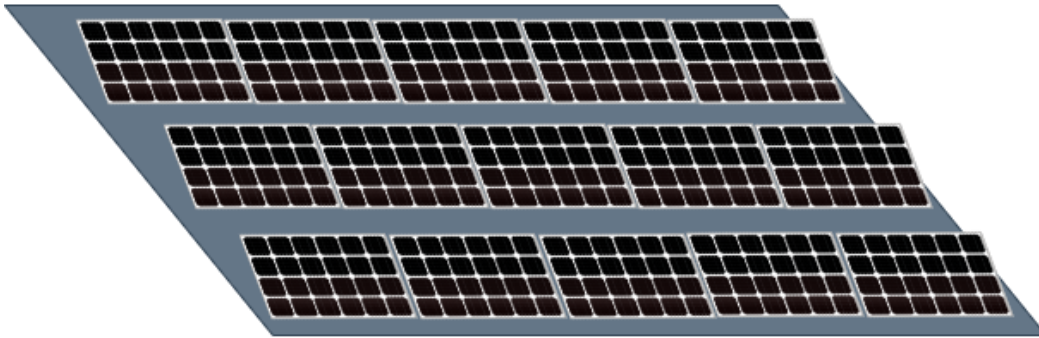


Figura 26 : Esquema de la disposición de módulos en horizontal

Se respetan las mismas separaciones entre módulos que en el apartado anterior, aplicando las ecuaciones 9 y 10 y sustituyendo los valores de la altura y el ancho del módulo para el cálculo del número de paneles se obtienen los siguientes resultados:

$$n_s = \left\lfloor \frac{12000}{2094 + 20} \right\rfloor = [5,68] = 5 \text{ paneles}$$

$$d = 1134 \cdot \left[\frac{\text{sen}(40^\circ - 6^\circ)}{\text{tg}(20,55^\circ + 6^\circ)} + \cos(40^\circ - 6^\circ) \right] = 2209,21 \text{ mm} \approx 2,21 \text{ m}$$

De la misma manera que en el caso anterior, para averiguar el número de filas totales que se podrán instalar, se debe tener en cuenta el espacio de montaje requerido para la estructura de soporte como se representa en la figura 27.

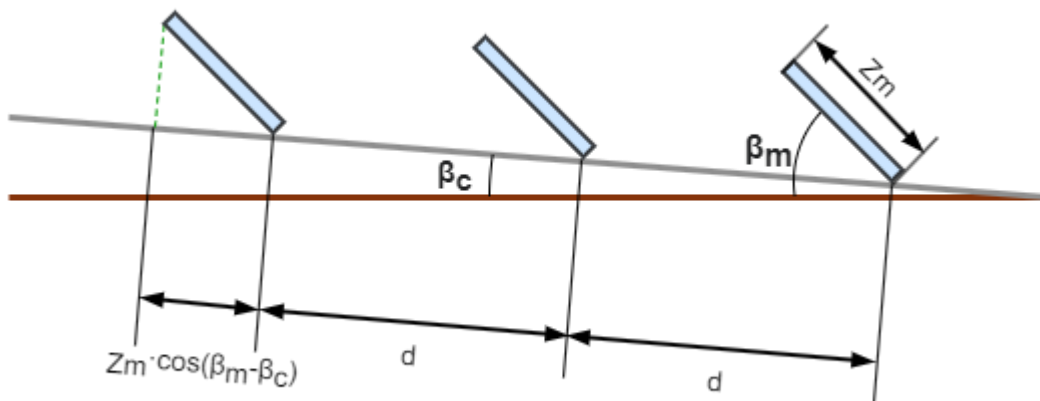


Figura 27 : Esquema de la distancia total entre filas en horizontal

Para obtener el número de filas totales que se podrían instalar con esta configuración se hace uso de la ecuación 13 sustituyendo por los valores obtenidos:

$$n_{\text{filas}} = \left\lfloor 1 + \frac{6,5\text{m} - 1,134\text{m} \cdot \cos(40^\circ - 6^\circ)}{2,21\text{m}} \right\rfloor = [3,515] = 3 \text{ filas}$$

Se obtiene así que se podrían instalar 3 filas de 5 paneles de manera horizontal con una separación mínima entre ellas de 2,21m. Es decir 15 módulos.

Una vez determinado el número máximo de paneles posible con esta configuración se procede a comprobar que la distribución sea válida. Para ello, como en el caso anterior se hace uso de la ecuación 14:

$$P_{p,total,caso 2} = 15 \text{ paneles} \cdot 500W = 7500 Wp$$

En este caso la configuración no sería válida ya que no se establece dentro de los límites definidos:

$$9842,5 \leq P_{p,total} \leq 11811$$

6.1.1.3. Caso con estructura coplanar a la cubierta

En el caso de que se instalara una estructura coplanar, se podría instalar un mayor número de módulos ya que no existiría sombreado entre filas de módulos, pero la inclinación de estos no sería la óptima que se ha establecido en apartados anteriores.

En este caso, también se incrementarían las pérdidas por suciedad en los paneles ya que una menor inclinación hará que el polvo y partículas se depositen en la superficie del módulo en lugar de deslizarse fuera del módulo.

Por otro lado, la principal ventaja que ofrece este sistema es una instalación más sencilla ya que se reducirían los esfuerzos sobre paneles y estructura y dado que el precio de los paneles se ha abaratado sustancialmente los últimos años no provocaría un problema económico por instalar un mayor número de módulos.

Dentro del caso coplanar cabría estudiar las distintas posibilidades de la distribución de los paneles.

- Si la disposición de los módulos se realiza de manera vertical:

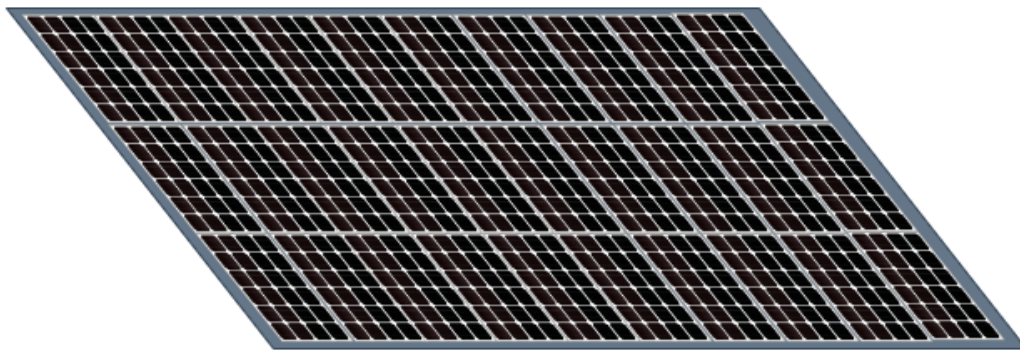


Figura 28 : Esquema de la distribución de los módulos de manera coplanar en vertical

Se hace uso de la ecuación 10 para conocer el número de módulos que cabrían en una fila colocados en vertical como se ha calculado para los casos anteriores:

$$n_s = \left\lfloor \frac{L}{Z_m + s_L} \right\rfloor = \left\lfloor \frac{12000}{1134 + 20} \right\rfloor = \lfloor 10,4 \rfloor = 10 \text{ paneles}$$

El cálculo del número de paneles en cada columna se hace usando la misma expresión, pero cambiando la altura del módulo por el ancho y usando el valor de la profundidad de la cubierta:

$$n_c = \left\lfloor \frac{Z}{L_m + s_L} \right\rfloor = \left\lfloor \frac{6500}{2094 + 20} \right\rfloor = \lfloor 3,08 \rfloor = 3 \text{ paneles}$$

Es decir, con esta disposición coplanar se obtendría un total de 30 módulos sobre la cubierta.

- También sería posible realizar una instalación coplanar con los módulos apaisados:

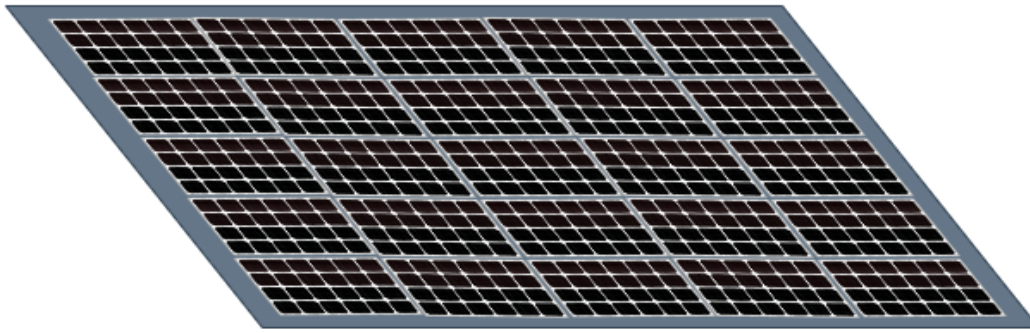


Figura 29 : Esquema de la distribución de los módulos de manera coplanar en horizontal

Si se repiten estos cálculos para una disposición de las filas de los módulos en horizontal se obtienen los siguientes resultados:

$$n_s = \left\lfloor \frac{L}{L_m + s_L} \right\rfloor = \left\lfloor \frac{12000}{2094 + 20} \right\rfloor = [5,68] = 5 \text{ paneles}$$

$$n_c = \left\lfloor \frac{Z}{Z_m + s_L} \right\rfloor = \left\lfloor \frac{6500}{1134 + 20} \right\rfloor = [5,63] = 5 \text{ paneles}$$

Esto es, con esta configuración coplanar se podría instalar un máximo de 25 módulos en la cubierta.

Dado que dimensionado del generador fotovoltaico que se realizó anteriormente era para una inclinación de 40°, para la comprobación de estas configuraciones se deberá hallar la potencia pico mínima necesaria para cubrir la demanda con los módulos inclinados 6° que es la inclinación a la que se encuentra la superficie sobre la que se instalarían.

La Irradiación global máxima diaria para una superficie inclinada 6° y orientada hacia el sur es la siguiente:

Mes	$GTI_d(0; 6^\circ)$ kWh/m ² /día
Enero	2,75
Febrero	3,69
Marzo	4,70
Abril	5,80
Mayo	6,87
Junio	7,49
Julio	7,31
Agosto	6,38
Septiembre	5,25
Octubre	3,99
Noviembre	2,89
Diciembre	2,51

Tabla 41 : Irradiación global diaria para cada mes sobre una superficie a 6°. Fuente: PVGIS-SARAH2

Para inclinaciones inferiores a 15° las pérdidas por orientación son despreciables y dado que la irradiación diaria ya está ajustada al ángulo de inclinación seleccionado, no cabe aplicar el Factor de pérdidas por inclinación y orientación F1. De este modo, la irradiación diaria obtenida en kWh/m² es igual a las HSP para este caso:

Mes	HSP
Enero	2,75
Febrero	3,69
Marzo	4,70
Abril	5,80
Mayo	6,87
Junio	7,49
Julio	7,31
Agosto	6,38
Septiembre	5,25
Octubre	3,99
Noviembre	2,89
Diciembre	2,51

Tabla 42 : HSP diarias en una superficie inclinada 6°

El mes más desfavorable para esta configuración es diciembre, en este caso se cuenta con irradiación diaria inferior al caso de módulos inclinados 40° ya que en los meses de invierno la altura solar es menor.

El siguiente paso es calcular la Potencia pico mínima para cubrir las necesidades energéticas en este caso, para ello se hace uso de la ecuación 8:

$$P_{\min} = \frac{E_D}{HSP \cdot PR} = \frac{23504}{2,51 \cdot 0,6} = 15606,9 \text{ W}$$

La potencia pico mínima que deberá tener el generador en este caso es de 15606,9W. Puesto que la potencia máxima recomendada es un 20% de la mínima, esta será:

$$P_{\max} = 1,2 \cdot P_{\min} = 1,2 \cdot 15606,9 = 18728,3 \text{ W}$$

Se comprobará también si en este caso, el generador sería capaz de alimentar el sistema el mes de septiembre:

$$E_D = P_{\min} \cdot HSP \cdot PR = 15606,9 \cdot 5,25 \cdot 0,6 = 49161,74 \frac{\text{Wh}}{\text{día}}$$

Se repite la misma operación con la potencia máxima que se permite instalar:

$$E_D = P_{\max} \cdot HSP \cdot PR = 18728,3 \cdot 5,25 \cdot 0,6 = 58994,15 \frac{\text{Wh}}{\text{día}}$$

Dado que la energía diaria requerida en septiembre es de 41104Wh, sería posible en el caso de que se instale la potencia pico mínima alimentar las cargas solo con el generador fotovoltaico.

Por otro lado, se comprueba que con la distribución coplanar sería posible instalar suficiente potencia pico para cubrir la demanda:

$$P_{p,\text{total,caso 3}} = 30 \text{ paneles} \cdot 500\text{W} = 15000 \text{ Wp}$$

$$P_{p,\text{total,caso 4}} = 25 \text{ paneles} \cdot 500\text{W} = 12500 \text{ Wp}$$

Puesto que la potencia mínima requerida por el sistema es de 15606,9W, en ninguno de los casos sería posible cubrir la demanda en el mes más desfavorable por irradiación.

6.1.1.4. Descripción final de la disposición adoptada

La configuración adoptada para el generador fotovoltaico es el primer caso expuesto, es decir con los módulos en vertical o *portrait* e inclinados 40° respecto a la horizontal, sobre una estructura. Esta distribución se hará con 2 filas de 10 módulos para un total de 20 paneles.

Con dicha configuración se obtendrá una potencia pico total instalada de 10 kW.

Si bien es cierto que en el caso coplanar con 30 paneles estaría muy cercano a la potencia mínima necesaria y se podría suplir esta demanda con un generador auxiliar, esta configuración no sería suficiente para cumplir el Pliego de condiciones técnicas del IDAE, por lo que es descartada.

6.1.2. Descripción de la estructura empleada

La estructura de montaje de los paneles debe ser regulable ya que el cálculo solar se ha hecho para una inclinación justificada de los paneles. A esta inclinación cabe restarle la inclinación de la cubierta sobre la que irán montados para conseguir la inclinación óptima. Dicha estructura será formada por perfiles de aluminio triangulares.

Los perfiles de aluminio que servirán de soporte para las placas deben ser anclados a la cubierta de chapa lacada que se propuso como lugar para la instalación. Estos deberán anclados a las correas de acero galvanizado de perfil Z. Las correas sirven de elemento portante de la cubierta.

La estructura elegida para el soporte inclinado cerrado regulable para cubierta metálica es la Sunfer 13V. Esta estructura de aluminio está indicada para su montaje sobre cubiertas de chapa con anclaje en correas, es regulable desde 20° a 35° . Dados los cálculos realizados anteriormente, ya que la cubierta cuenta con una inclinación de 6° el montaje será a 34° , para llegar a los 40° de inclinación para los módulos.



Figura 30 : Estructura de anclaje Sunfer 13V. Fuente: Sunfer energy

Para la configuración de 20 módulos serán necesarios 4 kits de montaje de 5 módulos cada uno y 2 kits de unión para tener 2 filas de 10 módulos.

Este sistema soporta velocidades del viento máximas de 130 km/h para la configuración seleccionada, para ello es necesario el uso de los herrajes adecuados y tornillería que no viene provista en el kit, que deberá ser de acero inoxidable.

La pérgola donde irán instaladas las estructuras de soporte y los módulos deberá ser capaz de soportar las cargas transmitidas por acción gravitatoria y climática sobre los módulos. En el ANEXO I de este documento se verifica la estructura y anclajes necesarios para su instalación.

6.2. Descripción del regulador de carga

El regulador elegido es el Victron SmartSolar MPPT 250 |100. A parte de un convertidor DC/DC con algoritmo seguidor del punto de máxima potencia del campo fotovoltaico, presenta características de comunicación con otros elementos de la instalación, así como de monitorización y guardado de datos de tendencias del estado de carga de las baterías. La principal característica por la que ha sido elegido es su fiabilidad, ya que va a ser el elemento que alimente las baterías se opta por un regulador que ofrezca la seguridad de aportar los valores de tensión indicados para las distintas etapas de carga del sistema de almacenamiento. Este regulador MPPT cuenta con protección de descarga de la batería hacia el campo fotovoltaico.

Como se ha escogido un tipo de batería de litio, la configuración de tensión a la salida del MPPT estándar para este tipo de baterías en 48 V nominales es la siguiente:

- Bulk Voltage: 52,4 V
- Absorption Voltage: 52,0 V
- Float Voltage: 51,0 V

El resto de sus características eléctricas vienen incluidos en la hoja técnica que proporciona el fabricante:

Controlador de carga SmartSolar con interfaz VE.Can.	250/70	250/85	250/100
Tensión de la batería	Selección automática 12/24/48 V (36 V manual)		
Corriente de carga nominal	70 A	85 A	100 A
Potencia FV nominal, 12 V 1a,b)	1000 W	1200 W	1450 W
Potencia FV nominal, 24 V 1a,b)	2000 W	2400 W	2900 W
Potencia FV nominal, 36 V 1a,b)	3000 W	3600 W	4350 W
Potencia FV nominal, 48 V 1a,b)	4000 W	4900 W	5800 W
Máxima corriente de corto circuito FV 2)	35 A (máx. 30 A por conector MC4)	70 A (máx. 30 A por conector MC4)	
Tensión máxima del circuito abierto FV	250 V máximo absoluto en las condiciones más frías 245 V en arranque y funcionando al máximo		
Eficacia máxima	99 %		
Autoconsumo	Menos de 35 mA a 12 V / 20 mA a 48 V		
Tensión de carga de "absorción"	Valores predeterminados: 14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6 V (regulable con: selector giratorio, pantalla, VE.Direct o Bluetooth)		
Tensión de carga de "flotación"	Valores predeterminados: 13,8 / 27,6 / 41,4 / 55,2 V (regulable con: selector giratorio, pantalla, VE.Direct o Bluetooth)		
Tensión de carga de "equalización»	Valores predeterminados: 16,2 V / 32,4 V / 48,6 V / 64,8 V (regulable)		
Algoritmo de carga	adaptativa multietapas (ocho algoritmos preprogramados) o algoritmo definido por el usuario		
Compensación de temperatura	-16 mV / -32 mV / -64 mV / °C		
Protección	Polaridad inversa FV/Cortocircuito de salida/Sobretensión		
Temperatura de trabajo	De -30 a +60 °C (potencia nominal completa hasta los 40 °C)		
Humedad	95 %, sin condensación		
Altitud máxima	5.000 m (potencia nominal completa hasta los 2.000 m)		
Condiciones ambientales	Para interiores, no acondicionados		
Grado de contaminación	PD3		
Comunicación de datos	VE.Can, VE.Direct y Bluetooth		
Interruptor on/off remoto	Sí (conector bifásico)		
Relé programable	DPST Capacidad nominal CA: 240 VCA / 4 A Capacidad nominal CC: 4 A hasta 35 VCC, 1 A hasta 60 VCC		
Funcionamiento en paralelo	Sí, funcionamiento sincronizado en paralelo con VE.Can (máx. 25 unidades) o Bluetooth (máx. 10 unidades)		
CARCASA			
Color	Azul (RAL 5012)		
Terminales FV 3)	35 mm ² / AWG2 (modelos Tr), Dos pares de conectores MC4 (modelos MC4)	35 mm ² / AWG2 (modelos Tr), Tres pares de conectores MC4 (modelos MC4)	
Bornes de la batería	35mm ² / AWG2		
Grado de protección	IP43 (componentes electrónicos), IP22 (área de conexión)		
Peso	3 kg	4,5kg	
Dimensiones (al x an x p) en mm	Modelos Tr: 185 x 250 x 95 mm Modelos MC4: 215 x 250 x 95 mm	Modelos Tr: 216 x 295 x 103 Modelos MC4: 246 x 295 x 103	

Figura 31 : Características técnicas del regulador MPPT Victron SmartSolar 250|100

En este caso serán necesarios 2 reguladores para asumir la potencia total del sistema ya que como se observa en la figura 31, cada uno de ellos puede trabajar con una potencia total en el

campo FV de 5800 W, por lo tanto, en el momento pico de potencia serán capaces de suministrar toda la energía que produzca el generador fotovoltaico hacia la batería o inversor.

6.2.1. Diseño de las ramas o *strings* del campo fotovoltaico

La conexión, será de este modo, de 10 módulos por cada regulador. El factor limitante en el diseño de los *strings* será la tensión máxima en circuito abierto del regulador, que aporta el fabricante en la hoja de características:

Tensión máxima del circuito abierto FV	250 V máximo absoluto en las condiciones más frías 245 V en arranque y funcionando al máximo
--	---

Figura 32 : Tensión en circuito abierto máxima para el regulador Victron SmartSolar 250 | 100

Dado que la tensión máxima soportada en Circuito abierto del generador fotovoltaico soportada son 245 V funcionando al máximo y cada placa tiene una tensión en circuito abierto de 45,55 V, sería posible conectar ramales de 5 módulos en serie, ya que su V_{oc} total sería de 227,75 V.

Sin embargo, esa tensión no es la más desfavorable. Ya que la tensión que proporcionan los módulos es inversamente proporcional a la temperatura de estos como se observa en la curva I-V según la temperatura de la figura Figura 21 : para el módulo seleccionado. Para proteger frente a tensiones más elevadas en el arranque, se debe calcular la tensión en circuito abierto para las condiciones más frías del año. En este caso el mes más frío por temperatura promedio es enero con 12,4°C de temperatura diurna, según los datos extraídos de la Tabla 8.

No obstante, la temperatura más desfavorable será a primera hora de la mañana, cuando es más frío y empieza a haber irradiancia sobre los módulos. Según datos de (Weather Spark, es.weatherspark.com) para Cabanes “Las temperaturas mínimas diarias son alrededor de 5°C, rara vez bajan a menos de -0°C o exceden 10°C. La temperatura mínima promedio diaria es 4°C el 13 de enero.” En esta localización puede haber temperaturas mínimas a la salida del sol (aprox. 9:00), de 0°C. Así que se tomará este dato para el cálculo del V_{oc} más desfavorable. Para ello se hará uso de la siguiente ecuación:

$$V_{oc_{T_{cell}}} = V_{oc_{25^{\circ}C}} \cdot \left[1 + \frac{\beta_{\% / ^{\circ}C}}{100} \cdot (T_{cell} - 25) \right]$$

Ecuación 15 : Cálculo de la V_{oc} para una temperatura determinada de la célula

Donde los datos eléctricos vienen dados en la hoja de características en la figura 21 del módulo Tensite EM500-PH y son:

- $V_{oc_{25^{\circ}C}} = 45,55 V$
- $\beta_{\% / ^{\circ}C} = -0,270 \% / ^{\circ}C$

Y la temperatura de la célula se calcula mediante la siguiente expresión:

$$T_{cell} = T_{amb} + (NOCT - 20) \cdot \frac{E}{800}$$

Ecuación 16 : Cálculo de la temperatura de la célula. Fuente: pveducation.org

Siendo NOCT el valor de temperatura para condiciones normales de operación de la célula, 45°C y los valores de las condiciones climáticas siendo:

- $T_{amb} = 0^{\circ}C$
- $E = 300 W / m^2$

Así pues, se obtiene una temperatura de la célula para estas condiciones de:

$$T_{cell} = 0 + (45 - 20) \cdot \frac{300}{800} = 9,4^{\circ}C$$

Y con este dato se calcula la tensión en circuito abierto mediante la ecuación 15:

$$V_{oc_{9,4}} = 45,55 \cdot \left[1 + \frac{-0,270}{100} \cdot (9,4 - 25) \right] = 47,47 V$$

En cada rama los paneles se conectan en serie, así pues, la tensión en circuito abierto de un *string* será la siguiente:

$$V_{oc_string} = n_{módulos} \cdot V_{oc_módulo} = 5 \cdot 47,47 V = 237,4 V$$

Puesto que una rama de 5 paneles tendría en total una tensión en circuito abierto de 237,4V en las peores condiciones y este valor no es superior al que indica el fabricante del MPPT de 250V sería posible una configuración de 4 *strings* de 5 paneles en serie. Conectando 2 *strings* a cada regulador de carga

De este modo al maximizar el número de paneles en serie se reduce la intensidad por cada línea y se reduce la caída de tensión y al mismo tiempo, se reduce el número de cables desde el campo solar y la sección de estos. Por otro lado, una mayor tensión a la entrada del regulador MPPT reduce su eficiencia ya que disipa más energía para llevar a cabo la reducción de tensión. Sin embargo, el dimensionado del sistema está pensado teniendo las pérdidas del regulador.

6.2.1.1. Topología de las conexiones entre paneles solares

Una vez definidas las ramas y paneles en serie con las que contará el campo solar se puede determinar el conexionado de los módulos para su posterior conexión al regulador de carga MPPT.

El conexionado en serie de los paneles para cada *string* o ramal será mediante la técnica *leapfrog wiring* o salto de rana, esta técnica presenta la ventaja de que los cables de cada ramal serán aproximadamente de la misma longitud para su tirada hasta la caja de conexiones además de reducir la longitud total del conductor de cada rama.

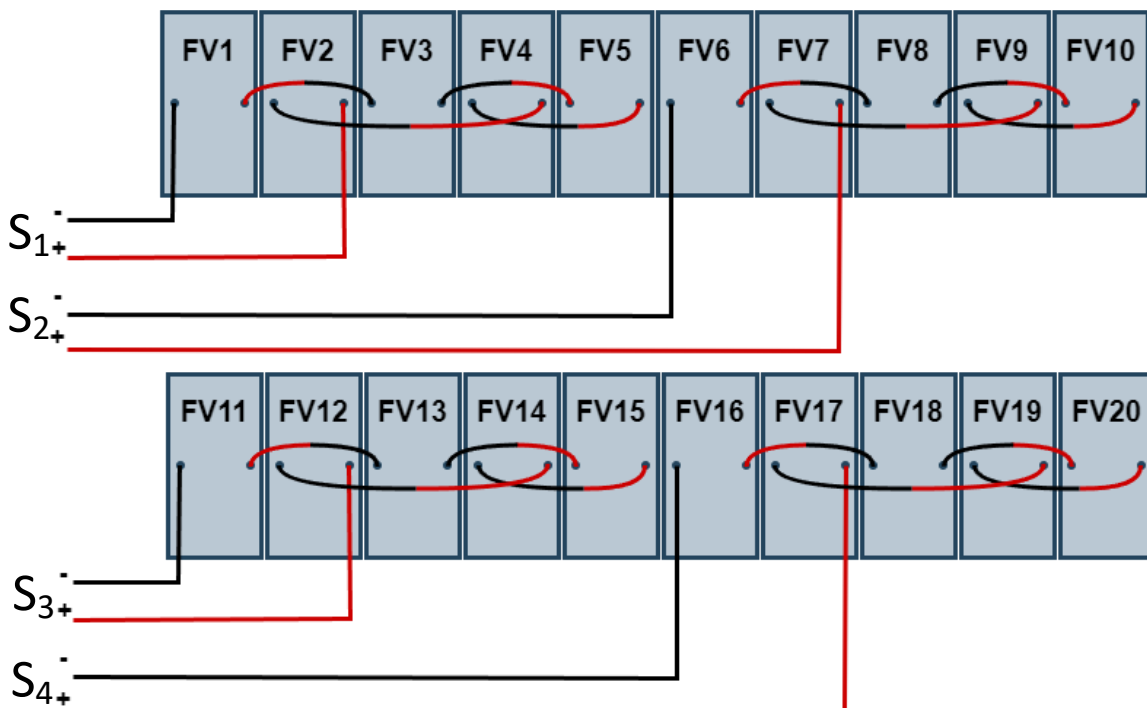


Figura 33 : Diagrama de conexión del campo fotovoltaico con la técnica *leapfrog*

Esta topología de conexión ahorra metros de cable con respecto al método *daisy chain* en el cual cada módulo se conecta en serie con el módulo adyacente. Esto es porque los conductores de cada módulo son de 1400mm de longitud, lo que permite una conexión entre módulos más alejados.

6.3. Descripción del sistema de almacenamiento

Para conformar el sistema de almacenamiento se ha seleccionado la batería de litio (Li-ion) Pylontech US3000C. Se trata de una batería con cátodo de litio-ferrofosfato (LiFePo4) con ciclos de vida elevados. Está diseñada para sistemas de continua a 48 V y como es el caso de este tipo de baterías el conexionado entre ellas es en paralelo. Este tipo de conexionado permite un sistema absolutamente modular ya que en cualquier momento su capacidad puede ser ampliada y la tensión no se vería modificada.

Cuenta con un sistema de gestión de batería (BMS) con funciones como protección frente a descargas, sobrecargas, sobrecorrientes o temperaturas elevadas/bajas. Dicho sistema puede administrar el estado de carga y descarga y estabilizar la corriente y tensión en cada celda.

Basic Parameters	US3000
Nominal Voltage (V)	48
Nominal Capacity (Wh)	3552
Usable Capacity (Wh)	3200
Dimension (mm)	442*420*132
Weight (Kg)	32
Discharge Voltage (V)	45 ~ 53.5
Charge Voltage (V)	52.5 ~ 53.5
Recommend Charge/Discharge Current (A)	37
Max. Charge/Discharge Current (A)	74
Peak Charge/Discharge Current (A)	100A@15sec
Communication	RS485, CAN
Configuration (max. in 1 battery group)	8pcs
Working Temperature	0°C~50°C Charge
	-10°C~50°C Discharge
Shelf Temperature	-20°C~60°C
Protective class	IP20
Cooling type	Natural Cooling
IP rating of enclosure	IP20
Humidity	5%~ 85%
Certification	IEC62619/ CE / UN38.3
Design life	10+ Years (25°C/77°F)
Cycle Life	>6,000 25°C
Reference to standards	IEC62619, IEC62040, IEC62477-, IEC61000-6-2,IEC61000-3, UN38.3

Figura 34 : Características de la batería Pylontech US3000C

En cuanto a sus características eléctricas, presenta una alta corriente de carga máxima de 74 A por cada grupo de baterías y cada pieza cuenta con una capacidad útil de 3200 Wh. A parte presenta un alto rango de temperatura de operación, aunque al estar en una caseta cubierta no se esperará llegar a temperaturas límite de 60°C. Otro valor interesante es su larga vida de diseño de más de 10 años, cosa que se espera sobrepasar al trabajar en condiciones no extremas.

6.3.1. Dimensionado del sistema de almacenamiento

En este apartado se realizará el dimensionamiento final del sistema de almacenamiento para el consumo de electricidad nocturno, teniendo en cuenta que el acumulador deberá tener una autonomía de 1,5 días.

Dicha autonomía es el periodo del tiempo máximo que el sistema será capaz de abastecer de electricidad sin capturar energía solar. En este caso se diseñará de tal manera que soporte 1,5 días sin abastecerse energéticamente ya que como se ha definido anteriormente, el sistema requerirá un generador auxiliar que pueda abastecer a las cargas en caso de que haya un periodo más largo de tiempo sin radiación solar.

Anteriormente, se realizó una aproximación para poder elegir la tecnología más adecuada para el acumulador, pero es necesario un cálculo más preciso ya que se conocen las características del resto de componentes de la instalación.

Para calcular la energía que deberá ser capaz de almacenar el acumulador se deberá aplicar un factor de corrección por pérdidas y rendimientos de trabajo. Estos coeficientes de pérdidas serán estimados para unos valores estándar:

k_{rb} : coeficiente pérdidas en la batería y regulador: Son las pérdidas ocasionadas en los procesos caloríficos del subsistema regulador + acumulador. (7 %).

k_{inv} : coeficiente pérdidas conversión DC/AC: Son las pérdidas ocasionadas por el inversor y que serán dependientes de la eficiencia de este. (5 %).

Conociendo estos coeficientes de pérdidas se calcula el rendimiento total del sistema multiplicando los rendimientos de cada subsistema.

Cálculo del rendimiento (η)		
Rendimiento de la batería/regulador	η_{rb}	0,93
Rendimiento en la conversión DC/AC	η_{inv}	0,95
Rendimiento del sistema	η	0,88

Tabla 43 : Rendimiento de los elementos en la carga y descarga de la batería

Una vez definido el rendimiento, se puede plantear la ecuación que proporcionará el tamaño del acumulador:

$$C = \frac{A \cdot E_D}{PD \cdot \eta}$$

Ecuación 17 : Cálculo de la capacidad del acumulador. Fuente: IDAE

Siendo:

- A: autonomía del sistema en días: 1,5 días
- C: capacidad del acumulador en Wh
- PD: profundidad de descarga
- E_D : consumo medio diario medido en Wh: 23504 Wh

Dado que las baterías de litio (LiFePO4) tienen una capacidad más lineal frente a distintas corrientes de descarga que las de plomo ácido, no será necesario especificar la capacidad en función de la velocidad de descarga.

La batería admite una capacidad de descarga máxima del 95 %. Sin embargo, se toma una PD del 80 % para aumentar la vida útil de estas.

Una vez conocidos todos los valores se sustituyen en la ecuación 17 para calcular la capacidad total que deberá tener el acumulador

$$C = \frac{1,5 \cdot 23504}{0,8 \cdot 0,88} = 50079,5 \text{ Wh}$$

De este modo, se obtiene la capacidad que deberá tener el acumulador para satisfacer las necesidades propuestas es de 50079,5 Wh (≈ 50 kWh).

6.3.2. Diseño del sistema de almacenamiento

A continuación, se determinará la cantidad de piezas necesarias para conformar el banco de baterías. Para ello como se, se tomará el valor calculado anteriormente de la capacidad. También se conoce la capacidad que presenta cada módulo de la batería: 3552 Wh.

$$C = 50079,5 \text{ Wh}$$

$$n_{bat} = \frac{C}{C_{módulo}} = \frac{50079,5 \text{ Wh}}{3552 \text{ Wh}} = [14,1] = 15 \text{ baterías}$$

El banco de baterías constará de las 15 baterías conectadas en paralelo entre ellas ya que su tensión es la tensión de trabajo del sistema. Además, disponen de un sistema de cableado de control con clavijas RJ-45 para su funcionamiento como una única batería.

En un grupo de baterías una debe ser designada como maestra y esta supervisa un grupo de hasta 7 baterías esclavas, por lo que un grupo podrá ser máximo de 8 baterías. al disponer de 15 baterías, serán necesarios al menos 2 grupos de baterías. Para ello hará falta añadir un *Hub* de comunicación que conecta hasta 5 grupos de baterías. En este caso, para disminuir la corriente de carga de cada grupo de baterías se realizará una instalación con 3 grupos de 5 baterías, esto también beneficiará al diseño ya que se requerirán armarios más pequeños para albergar cada grupo.

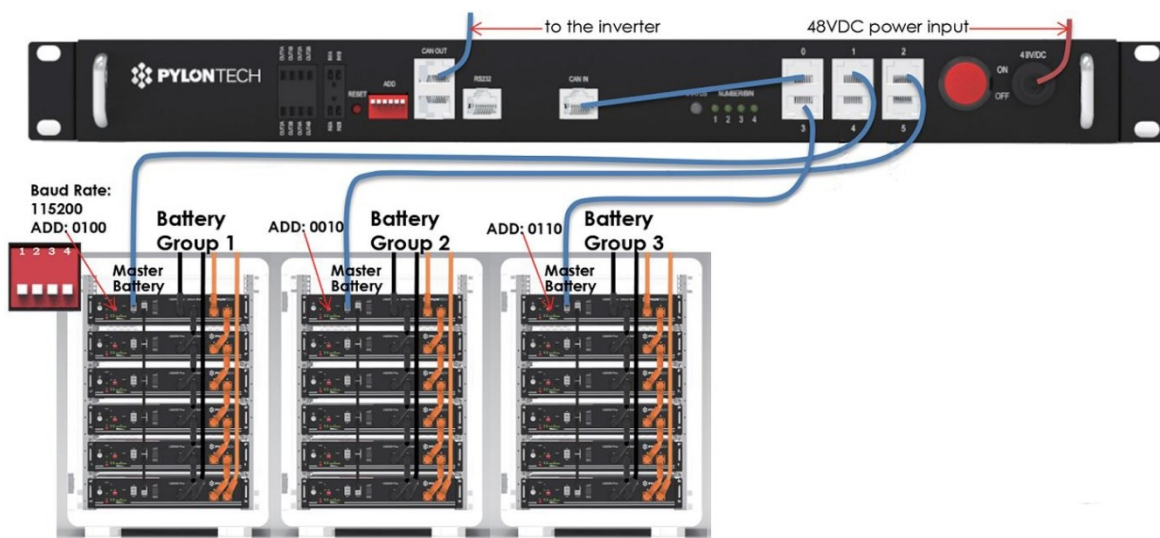


Figura 35 : Esquema de como efectuar la conexión del banco de baterías. Fuente: Pylontech

La conexión de los grupos de baterías al *hub* será solo mediante los terminales de comunicación mientras que la conexión de alimentación se realizará directamente a la *DC box* que unifica el cableado de continua.

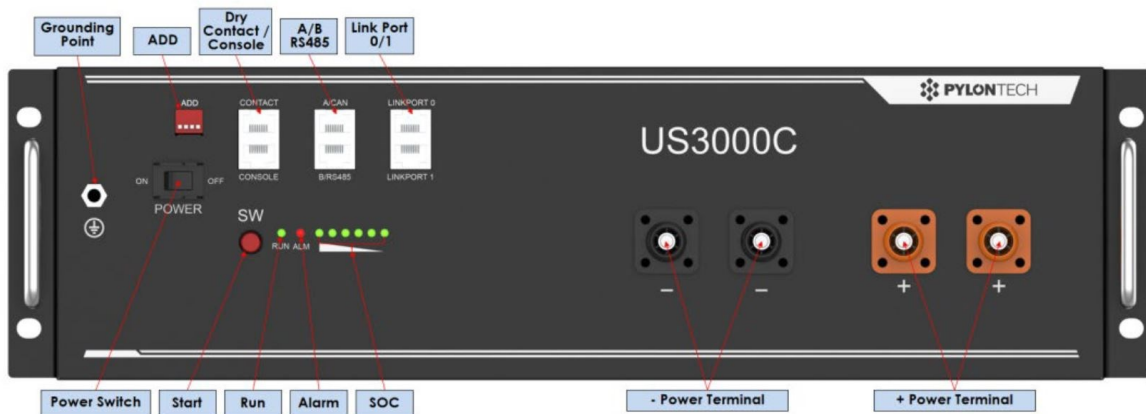


Figura 36 : Panel de conexiones de la batería Pylontech US300C

La conexión de comunicación entre baterías se establece mediante el puerto *Link Port 0,1* mediante cable con terminal RJ45 para la información de los parámetros de salida de las baterías. La batería maestra de cada grupo será definida por ser la que tiene el puerto *Link Port 0* vacío

Mediante el terminal de comunicación CAN se realiza la conexión de la batería maestra de cada grupo al *hub* para comunicar la información de salida de la batería.

El *hub*, recibe los cables CAN de cada grupo de baterías y se conecta mediante el puerto CAN OUT al sistema monitor para su posterior uso mediante el software del sistema monitor para compartir la información y tendencias con el usuario además para su uso en el sistema de control.

Al contar con varios grupos de baterías se debe definir un código para cada uno de ellos. Esto se hace mediante el *ADD Switch* donde los interruptores 2, 3 y 4 son los encargados de codificar la dirección del grupo de baterías. Así pues, el primer grupo tendrá la codificación 0 100, el segundo grupo 0 010 y el tercer grupo 0 110. El primer interruptor selecciona el *baud rate*, por lo que no deberá modificarse. Esta operación solo se debe realizar en la batería maestra de cada grupo. Si se desea ampliar el sistema de almacenaje en el futuro, se puede consultar el resto de los códigos que propone el fabricante en el manual de instalación.

La conexión de las tomas de alimentación se realizará mediante los cables que vienen provistos por el fabricante. Al ser una conexión en paralelo se conectará el terminal positivo de una batería con el positivo de la siguiente e ídem con los terminales negativos. Cada grupo de baterías deberá ser conectado a la caja de conexiones que conecta la salida del regulador, las baterías y la entrada en continua del inversor.

Asimismo, cada batería viene provista de un cable para su puesta a tierra mediante un borne tubular para perno M4, este se conecta haciendo uso del tornillo marcado con el símbolo de la toma de tierra. Estos se conectarán al armario donde irán montadas.

Además de las baterías será necesario un armario donde irán colocadas, esto garantiza su estabilidad y ventilación, este armario deberá estar conectado a la puesta a tierra de la instalación.

Para el encendido de las baterías, se debe accionar el interruptor de todas las baterías en su posición ON. Una vez se realice este paso se presionará el botón rojo en la batería maestra y los ledes de las baterías esclavas se encenderán uno a uno desde la maestra. Si todos los ledes se encienden y luego se apagan el sistema está funcionando.

6.4. Descripción del inversor

En esta sección se tratará en detalle el inversor elegido. En este caso, el Victron Multiplus - II 8000 VA. Se trata de un inversor de onda senoidal, cargador de baterías y conmutador de transferencia.

La función principal que desempeñará es la de inversor, para ello ofrece una potencia aparente de salida máxima de 8 kVA. Esta se verá reducida con la temperatura, aun así, será suficiente para la alimentación de las cargas de alterna teniendo en cuenta su factor de simultaneidad.

Como cargador cuenta con un algoritmo de carga en 4 etapas adaptado al proceso de carga de la batería en cuestión.

En el siguiente diagrama aparece un esquemático de las conexiones internas del dispositivo, con su entrada y salidas conmutadas.

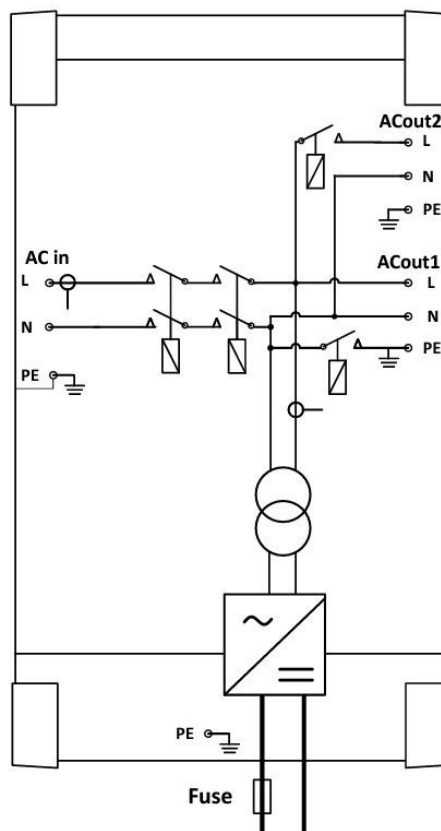


Figura 37 : Diagrama de bloques del inversor/cargador Victron Multiplus-II

Su funcionamiento como conmutador asegura que cuando el generador se apague, el inversor cambiará su modo de funcionamiento a inversor de manera automática y alimentará las cargas de alterna desde el sistema de continua. Dicha operación es rápida y no se verá interrumpida la corriente en la red AC.

Cuando se detecta corriente a la entrada de alterna *AC-in* se conmutará de manera automática a *AC-out* y se cambiará de modo inversor a modo cargador. En este modo, el inversor solo utilizará la corriente sobrante del generador para la carga de batería, esto asegura que la red de alterna no vea limitada su corriente disponible.

MultiPlus-II 230V	12/3000/120-32 24/3000/70-32 48/3000/35-32	24/5000/120-50 48/5000/70-50	48/8000/ 110-100	48/10000/ 140-100	48/15000/ 200-100
PowerControl y PowerAssist	Sí				
Conmutador de transferencia	32 A	50 A	100 A	100 A	100 A
Corriente máxima de entrada CA	32 A	50 A	100 A	100 A	100 A
INVERSOR					
Rango de tensión de entrada CC	12V - 9,5-17 V		24V - 19-33V	48V - 38-66 V	
Salida	Tensión de salida: 230 V CA \pm 2 % Frecuencia: 50 Hz \pm 0,1 % (1)				
Potencia cont. de salida a 25 °C (3)	3000 VA	5000 VA	8000 VA	10000 VA	15000 VA
Potencia cont. de salida a 25°C	2400 W	4000 W	6400 W	8000 W	12000 W
Potencia cont. de salida a 40 °C	2200 W	3700 W	5500 W	7000 W	10000 W
Potencia cont. de salida a 65 °C	1700 W	3000 W	4000 W	6000 W	7000 W
Balance neto máximo aparente (corriente retornada a la red)	3000 VA	5000 VA	8000 VA	10000 VA	15000 VA
Pico de potencia	5500 W	9000 W	15000 W	18000 W	27000 W
Eficacia máxima	93%/94%/95%	96%	95%	96%	95%
Consumo en vacío	13 / 13 / 11 W	18 W	29 W	38 W	55 W
Consumo en vacío en modo AES	9 / 9 / 7 W	12 W	19 W	27 W	39 W
Consumo en vacío en modo búsqueda	3 / 3 / 2 W	2 W	3 W	4 W	6 W
CARGADOR					
Entrada de CA	Rango de tensión de entrada: 187-265 V CA Frecuencia de entrada: 45 - 65 Hz				
Tensión de carga de "absorción"	14,4 / 28,8 / 57,6 V				
Tensión de carga de "flotación"	13,8 / 27,6 / 55,2 V				
Modo de almacenamiento	13,2 / 26,4 / 52,8 V				
Máxima corriente de carga de la batería (4)	120 / 70 / 35 A	120 / 70 A	110 A	140 A	200 A
Sensor de temperatura de la batería	Sí				
GENERAL					
Salida auxiliar	Sí (32 A)		Sí (50 A)		
Sensor de CA externa (opcional)	50 A		100 A		
Relé programable (5)	Sí				
Protección (2)	a - g				
Puerto de comunicación VE.Bus	Para funcionamiento paralelo (no para los modelos de 8k, 10k y 15k) y trifásico, control remoto e integración del sistema				
Puerto de comunicaciones de uso general	Sí, 2 puertos				
On/Off remoto	Sí				
Temperatura de trabajo	-40 a +65 °C (refrigerado por ventilador)				
Humedad (sin condensación)	máx. 95 %				
CARCASA					
Material y color	acero, azul RAL 5012				
Grado de protección	IP22				
Conexión de la batería	Pernos M8		Cuatro pernos M8 (2 conexiones positivas y 2 negativas)		
Conexión 230 V CA	Bornes de tornillo de 13 mm ² (6 AWG)		Pernos M6	Pernos M6	Pernos M6
Peso	19 kg	30 kg	42 kg	49 kg	80 kg
Dimensiones (al x an x p)	546 x 275 x 147	607 x 330 x 149	642 x 363 x	677 x 363 x	810 x 405 x
	499 x 268 x 141	565 x 320 x 149	206	206	217
	499 x 268 x 141				

Figura 38 : Características del inversor Victron Multiplus-II 8000VA

En la hoja de características de la figura 38 se observa que la potencia activa máxima de forma continua que puede entregar a 25°C es de 6400 W, sin embargo, esta temperatura será alcanzada rápidamente cuando se trabaje a una carga media/elevada y su potencia máxima continuada se reduce a 5500 W a 45°C.

Como cargador puede trabajar como máximo a 110 A en DC. Siendo la potencia nominal del circuito 48 V, la potencia total de carga será de 5280 W. En la realidad, este valor será superior puesto que la tensión de carga de la batería se establece entre en 52,4 V para la etapa de *bulk charge*.

Su conmutador de transferencia soporta una corriente máxima de 100 A. Por lo que esta será la corriente máxima de salida del generador conectado al inversor/cargador en la entrada *AC-in*.

Este inversor ofrece dos salidas AC. La primera de ellas *AC-out-1*, será la salida que se usará en esta instalación puesto a que es ininterrumpida. La otra salida disponible *AC-out-2*, desconecta

la carga en caso de funcionamiento con batería, es decir, solo funcionaría cuando funcione el generador. Puesto a que no será utilizada, quedará libre.

6.5. Descripción del generador auxiliar

En este segmento se analizará en profundidad la elección del grupo electrógeno seleccionado, así como sus características.

Se ha elegido un grupo electrógeno que utiliza combustible diésel. Su principal motivo es su fiabilidad y eficiencia frente a generadores de otro tipo de combustibles. Asimismo, el precio del combustible está bonificado por la labor agraria que desempeña el cliente.

Para satisfacer la demanda eléctrica en situaciones de baja radiación solar, así como para cubrir picos de sobrecarga en la demanda energética se ha escogido un generador de 15,5 kVA de potencia PRP. Esto es la máxima potencia que es capaz de entregar durante un tiempo ilimitado de horas. No obstante, su uso previsto se encuentra por debajo del 70 % de la capacidad máxima del generador, lo que asegura una larga vida del motor y el resto de los componentes.

El generador seleccionado es el INMESOL AK-18, que monta un motor KOHLER KDI903M y un alternador SINCRO SK160 LA1. El conjunto va montado sobre soportes antivibración. El depósito de combustible va integrado en el chasis y equipado con un aforador de medición.

Sus características principales son las que aparecen a continuación:

CARACTERÍSTICAS DEL MOTOR CARACTERÍSTICAS DEL ALTERNADOR

MARCA	MODELO	MARCA	MODELO
KOHLER	KDI903M	SINCRO	SK 160 LA1

Datos generales		Datos generales	
Potencia PRP (kWm)	17.30	Potencia PRP (kVA)	20.00
Potencia LTP (kWm)	19.00	Potencia LTP (kVA)	22.00
Nº cilindros	3	Eficiencia Alt. 3/4 %	
Cilindrada (L)	1.861	Eficiencia Alt. 4/4 %	90.30
Diámetro por carrera (mm)	88 x 102	Nº Polos	4
Ratio de compresión		Regulador de tensión	AVR BL4
Sistema de refrigeración	LIQUIDO	Nº hilos	4
Inyección	DIRECTO	Aislamiento	H
Aspiración	NATURAL	Xd (%)	
Regulador de serie	MECÁNICO	X'd (%)	
Acoplamiento volante	4 - 7,5	X	
		Grado de protección	IP23

CONSUMO DEL GRUPO ELECTRÓGENO

% POTENCIA UTILIZADA	LITROS/HORA
50%	2.40
75%	3.50
100%	4.80

DIMENSIONES, CAPACIDADES, PESO APROXIMADO Y NIVEL SONORO

Dimensiones (mm)		
LARGO	ANCHO	ALTO
1300	580	1398

DEPÓSITO DE COMBUSTIBLE (L)	PESO (kg)
80	480

Figura 39 : Hoja de características del grupo electrógeno INMESOL AK-18

Su consumo es bastante limitado ya que se sitúa en los 3,5 L/h bajo una carga del 75 %. Lo que lo hace especialmente relevante ya que, junto al tamaño del depósito de 80 L, el repostaje será aproximadamente cada 22 h de uso del generador.

La configuración incluye un cuadro eléctrico de control y potencia. Estas protecciones incluyen un interruptor magnetotérmico de 100 A y un interruptor diferencial electrónico regulable. Cuenta con instrumentos de medida para lectura de magnitudes eléctricas como tensión y corriente producidas. También muestra el combustible disponible y horas de funcionamiento.

Cuenta con una entrada para arranque automático mediante señal de tensión que será empleada por el sistema monitor y de control para automatizar su arranque.

6.6. Descripción del conexionado y elementos eléctricos

En este apartado se describirá detalladamente el tipo y sección de los cables que conecta cada uno de los subsistemas, así como se indicará el tipo de protecciones y su dimensionamiento en cada una de las cajas de conexiones.

(IDAE 2009) indica que “Los conductores necesarios tendrán la sección adecuada para reducir las caídas de tensión y los calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior, incluyendo cualquier terminal intermedio, al 1,5 % a la tensión nominal continua del sistema.” (p.18)

Por ello el cálculo de la sección de cada cable se intentará que tengan la sección adecuada para que la caída total del sistema DC sea inferior al 1,5 %.

Será necesario un embarrado o *busbar* con pernos para conectar en paralelo todos los elementos en continua: salida del regulador, batería y entrada del inversor.

Todos los cables de la parte de continua deberán tener el positivo y negativo en conductores separados. Además, los cables exteriores, en este caso los que conecten el campo solar al resto de la instalación estarán protegidos debidamente para la intemperie.

El diagrama unifilar de la instalación simplificado incluyendo todos los componentes y conductores la forman será el siguiente:

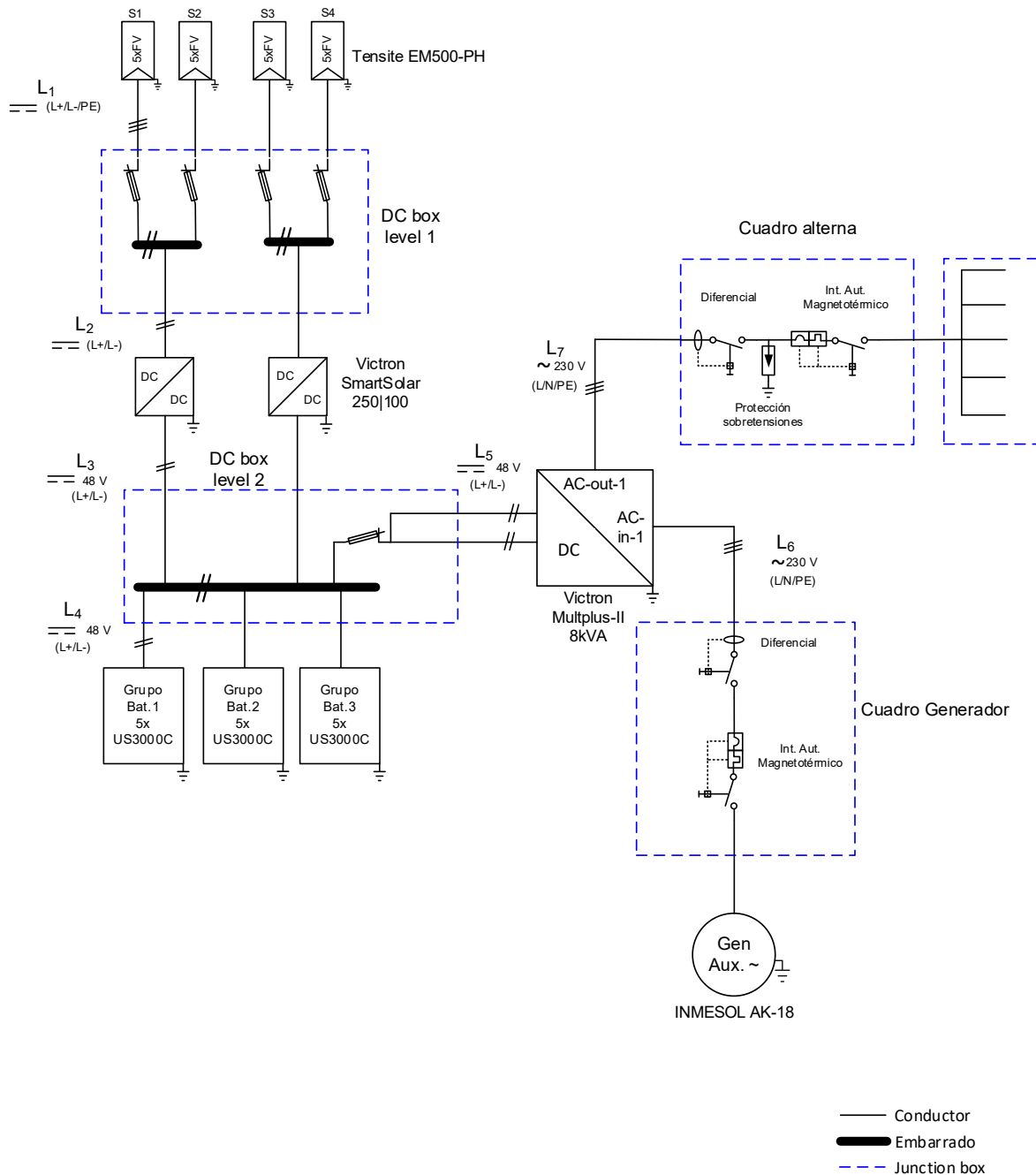


Figura 40 : Esquema unifilar simplificado de la instalación

En el diagrama expuesto, se pueden observar los conductores para los cuales se debe calcular la sección y caída de tensión, así como los elementos de protección y cajas de conexiones presentes en la instalación.

6.6.1. Cálculo de la sección del conductor

Para el cálculo de la sección del cableado se dividirá el proyecto en varios subsistemas ya que los valores de tensión y corriente variará entre componentes:

6.6.1.1. Entre los paneles fotovoltaicos y la DC-box level 1 (L₁)

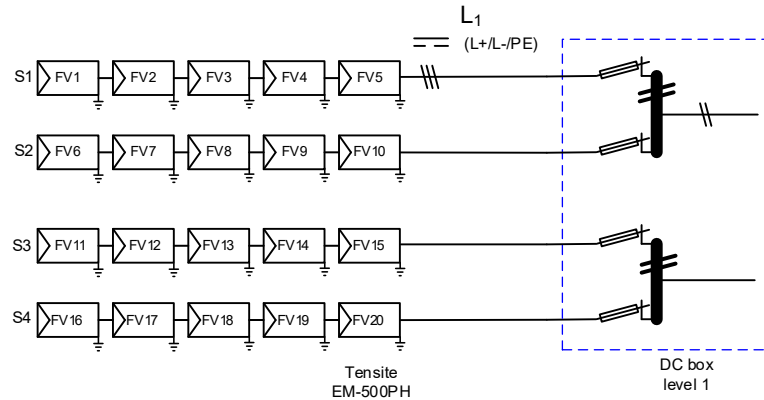


Figura 41 : Representación del conductor L1 en el sistema

Primero se debe calcular la tensión y corriente que tendrá este subsistema teniendo en cuenta la topología escogida para la conexión entre los paneles. En este caso, al utilizar un regulador del tipo MPPT, siendo esto que el momento más desfavorable es cuando se encuentre en el punto de máxima potencia.

Para asegurar que no se sobrepasa la potencia FV soportada por cada uno de los reguladores se conectarán 10 paneles a cada uno de ellos. Como ya se definió en la sección 6.2.1, cada uno de estos grupos estarán formados por 2 strings en paralelo de 5 paneles en serie.

En cada rama de 5 paneles los valores de tensión y corriente serán los siguientes:

$$V_{mp_string} = n_{módulos} \cdot V_{mp_módulo} = 5 \cdot 38,35 = 191,75V$$

$$I_{mp_string} = I_{mp_módulo} = 13,04A$$

Según el criterio de intensidad del REBT para conductores de cobre, en este caso conductor unipolar sobre bandejas perforadas (E) con aislamiento de polietileno reticulado XLPE, la sección mínima sería de 1,5mm².

También se debe calcular la caída de tensión que tendrá como máximo esta línea sabiendo que como máximo se puede trabajar con un 1,5 % en todo el sistema. Así que en este conductor se establecerá un 0,5% la caída de tensión máxima. Para ello se hará uso de la ecuación del cálculo de la caída de tensión en circuitos monofásicos o de continua con un factor de seguridad del 25 %:

$$S = \rho \frac{2 \cdot 1,25 \cdot I \cdot L}{\Delta V}$$

Ecuación 18 : Cálculo de la sección del conductor según la caída de tensión

Donde:

- S : sección del conductor en mm²
- I : corriente para la que se calcula en A
- L : longitud del conductor en m
- ρ : resistividad del cobre a 40°C=0,01926 $\Omega mm^2/m$
- ΔV : caída de tensión asumible en V

Se trata de una línea de 12 m de longitud, por lo que se calculan para los valores de la sección del conductor L₁:

$$S_{L_1} = 0,01926 \frac{2 \cdot 1,25 \cdot 13,04 \cdot 12}{0,005 \cdot 191,75} = 7,86 mm^2$$

Para la conexión de los módulos se emplearán conectores MC4, este tipo de conectores admiten una sección máxima de cable de 10 mm². Este coincide con la sección comercial inmediatamente superior a la calculada.

Se procede a calcular la caída de tensión que se obtendría en este subsistema con este conductor haciendo uso de la ecuación 18:

$$\Delta V_1 = 0,01926 \frac{2 \cdot 1,25 \cdot 13,04 \cdot 12}{10} = 0,75 \text{ V}$$

Para esta sección se obtiene una caída de tensión en el conductor de 0,75 V. Que representa un 0,39 % del total.

6.6.1.2. Cable del DC-box level 1 al regulador de carga (L₂)

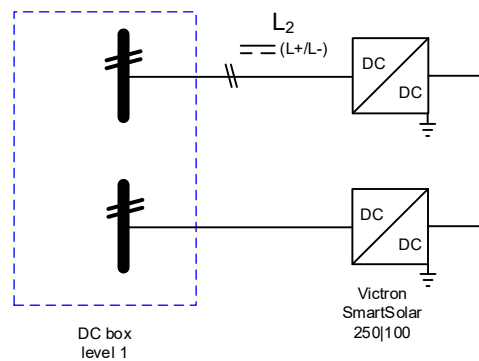


Figura 42 : Representación del conductor L₂

La unión de los *strings* de paneles se realizará en una caja de conexiones llamada *DC-box level 1*. Dicha caja de conexiones tendrá dentro un bloque de conexiones o regleta donde realizar las conexiones de los cables provenientes de los *strings* y unificarlos en una única línea para cada regulador para su conexión a la entrada del MPPT.

A la salida la *DC-box level 1* los valores de tensión y corriente serán los siguientes:

$$V_{mp_{L_2}} = V_{mp_{L_1}} = 191,75 \text{ V}$$

$$I_{mp_{L_2}} = n_{strings} \cdot I_{mp_{L_1}} = 2 \cdot 13,04 \text{ A} = 26,08 \text{ A}$$

Según el criterio de intensidad del REBT para conductores de cobre, en este caso conductor unipolar sobre bandejas perforadas (E) con aislamiento de polietileno reticulado XLPE, la sección mínima sería de 2,5 mm².

Para este subsistema se propone una caída de tensión admisible de 0,1 % ya que la longitud del conductor será inferior. Así pues, se calcula la sección para este criterio, sabiendo que la longitud de este conductor será de 2 m:

$$S_{L_2} = 0,01926 \frac{2 \cdot 1,25 \cdot 26,08 \cdot 2}{0,001 \cdot 191,75} = 13,1 \text{ mm}^2$$

Para este conductor, con una sección de 16 mm² sería suficiente para estar dentro de los límites de caída de tensión, pero dado que la entrada del regulador de carga admite como máximo una sección de cable de 35 mm², la sección escogida es de 35 mm² lo que reducirá las pérdidas de potencia en el cableado. Se calcula la caída de tensión en esta línea para estas características:

$$\Delta V_2 = 0,01926 \frac{2 \cdot 1,25 \cdot 26,08 \cdot 2}{35} = 0,07 \text{ V}$$

En este conductor habrá una caída de tensión para la sección elegida de 0,07 V. Lo que representa un 0,04 % de la tensión.

6.6.1.3. Cable del regulador a la caja de conexionado DC-Box level 2 (L₃)

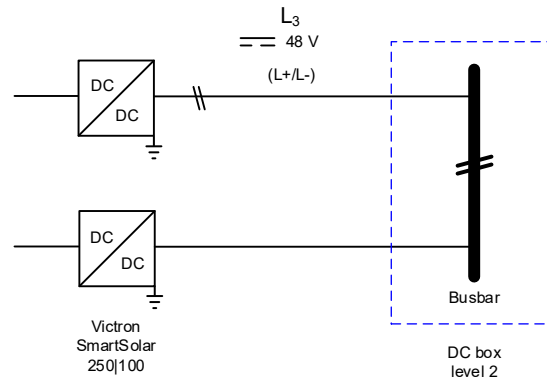


Figura 43 : Representación del conductor L₃

El conductor L₃ es el que conectará la salida del regulador de carga con la caja de conexiones DC-box level 2. La corriente máxima que circulará será la corriente máxima a la salida de cada regulador de carga, que es de 100 A. La tensión que proporciona en las condiciones de carga máxima es la equivalente a la etapa de *bulk charge*, es decir 52,4 V.

Se aplicará el criterio de intensidad según REBT. En este caso se trata de cables unipolares sobre bandejas perforadas (E) con aislamiento de polietileno reticulado XLPE. Siendo adecuada una sección de cable de 16mm².

Si se propone una caída de tensión asumible máxima en este conductor del 0,3% la sección mínima obtenida será la siguiente, sabiendo que la longitud del cable será de 1m para minimizar las pérdidas, aplicando la ecuación 18:

$$S_{L_3} = 0,01926 \frac{2 \cdot 1,25 \cdot 100 \cdot 1}{0,003 \cdot 52,4} = 30,63 \text{ mm}^2$$

Dado que se obtiene una sección de 30,63 mm² la sección disponible inmediatamente superior es de 35 mm². Este valor coincide con la sección máxima admitida en bornes de la salida del regulador de carga. Por ello se elige esta sección.

Se calcula la caída de tensión que habrá en el conductor elegido:

$$\Delta V_3 = 0,01926 \frac{2 \cdot 1,25 \cdot 100 \cdot 1}{35} = 0,14 \text{ V}$$

La caída de tensión en este conductor será de 0,14 V. Lo que representa un porcentaje del 0,26 % de la tensión en este conductor.

6.6.1.4. Cable de la caja de conexionado DC-Box level 2 a las baterías (L₄)

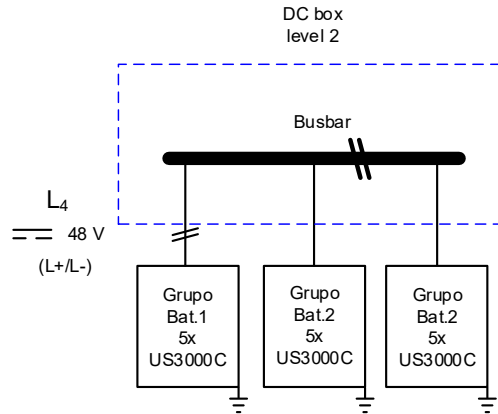


Figura 44 : Representación del conductor L₄

Como se utilizarán 3 bancos de baterías trabajando en paralelo, son necesarios 3 pares de cables para efectuar las conexiones de alimentación, estos cables vienen provistos por el fabricante ya que el terminal de las baterías es propio de este tipo de batería y está protegido frente a la humedad.

En este caso se trata de un cable de sección AWG4 cuyo equivalente son 21,2 mm². Según el fabricante este cable es apto para una corriente pico de 120 A y una corriente constante de 100 A.

Para el cálculo de la caída de tensión en este conductor se tomará la condición más desfavorable. En este caso es la carga de la batería por parte del campo FV. Ya que se cuenta con dos reguladores de carga, cada uno de ellos capaz de ofrecer 100 A a su salida, la corriente total a repartir entre los 3 grupos de baterías será de 200 A.

De este modo, la corriente máxima de carga en cada grupo de baterías será de:

$$I_{\max_L4} = \frac{I_{carga}(A)}{n_{conductores}} = \frac{200A}{3} = 66,7 A$$

La longitud de los cables suministrados por el fabricante es de 2m, con este dato se procede al cálculo de la caída de tensión bajo estas premisas con la ecuación 18:

$$\Delta V_4 = 0,01926 \frac{2 \cdot 1,25 \cdot 66,7 \cdot 2}{21,2} = 0,3 V$$

La caída de tensión en el conductor L₄ será de 0,3 V, o lo que es lo mismo, un 0,58 % del total de la tensión del conductor.

6.6.1.5. Cable entre la caja de conexionado DC-Box level 2 y el inversor (L₅)

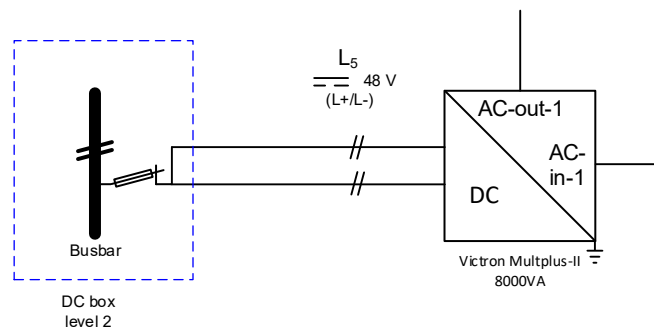


Figura 45 : Representación del conductor L₅

El inversor, recomienda en su manual de instalación, una sección de cable de 50 mm² y recomienda que este cable sea doble, es decir 2 conductores positivos y 2 negativos para una distancia de menos de 5 metros.

	12/3000/120	24/3000/70	48/3000/35	24/5000/120	48/5000/70	48/8000/110	48/10000/140
Capacidad de batería recomendada (Ah)	400-1200	200-700	100-400	400-1400	200-800	200-800	250-1000
Fusible CC recomendado	400 A	300 A	125 A	400 A	200 A	300 A	400 A
Sección recomendada (mm ²) para terminales + y -*,**							
0 – 5 m***	2x 50 mm ²	50 mm ²	35 mm ²	2x 50 mm ²	70 mm ²	2x 50 mm ²	2x 50 mm ²
5 – 10 m***	2x 70 mm ²	95 mm ²	70 mm ²	2x 70 mm ²	120 mm ²	2x 70 mm ²	2x 70 mm ²

Figura 46 : Sección de cable recomendada para la entrada en continua del inversor

Por lo tanto, la sección escogida para este conductor será la especificada en la figura 46:

$$S_{L5}=2 \times 50 \text{ mm}^2$$

Se debe calcular la caída de tensión que habrá en este conductor, para ello primero se debe conocer cuál es la máxima corriente que el inversor es capaz de extraer del sistema DC.

Se sabe que la potencia aparente máxima que es capaz de proporcionar en alterna son 8 KVA y su eficiencia es del 95 % en modo inversor. Por lo que la corriente máxima que podrá circular será la siguiente.

- $S_{inv}=8000 \text{ VA}$
- $\eta_{inv}=0,95$
- $V=48 \text{ V}$

$$I_{m\acute{a}x_{invDC}} (A) = \frac{S_{inv}(VA)}{V_{NOM} \cdot \eta_{inv}} = \frac{8000}{48 \cdot 0,95} = 175,4 \text{ A}$$

Dado que hay dos conductores por cada polo, la corriente por cada uno de ellos será la mitad, es decir 87,7 A. Para reducir al máximo la caída de tensión se intenta acercar el inversor al máximo de la caja de conexiones para minimizar la longitud de los conductores. En este caso se establece una longitud de 1 m.

Se calcula la caída de tensión en esta línea para las características descritas mediante la ecuación 18:

$$\Delta V_5 = 0,01926 \frac{2 \cdot 1,25 \cdot 87,7 \cdot 1}{50} = 0,08 \text{ V}$$

La caída de tensión en el conductor L₅ será de 0,08 V. Lo que representa una caída porcentual del 0,18 %

6.6.1.6. Cable del generador al inversor cargador (L₆)

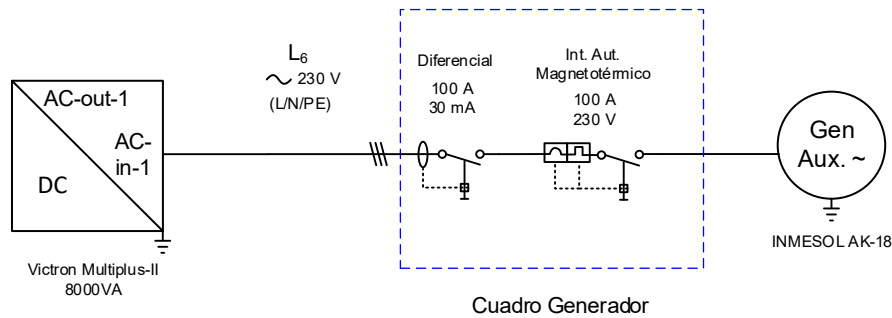


Figura 47 : Representación del conductor L6

Para el cálculo de la sección del conductor L6 que conectará la salida del generador con la entrada en alterna del inversor cargador, se sabe que su potencia máxima continuada (S_{PRP}) es de 15,5kVA

Por lo tanto:

- $S_{PRP_Gen} = 15\ 500\ VA$
- $V_{AC} = 230\ V$

$$I_{m\acute{a}x_Gen} (A) = \frac{S_{PRP_Gen} (VA)}{V_{AC} (V)} = \frac{15500}{230} = 67,4\ A$$

Siguiendo el manual del REBT, para esta corriente y haciendo uso de un cable multiconductor sobre bandeja perforada (E) y con aislamiento de polietileno reticulado XLPE, para esta intensidad, será adecuada una sección de 16 mm².

Dado que el IDAE no especifica ningún criterio de caída de tensión de los conductores de alterna, se admite la sección de 16 mm² como válida. Con todo ello, se comprueba la caída de tensión que habrá en el conductor L₆ con la ecuación 18 sabiendo que la longitud del conductor es de 3m:

$$\Delta V_6 = 0,01926 \frac{2 \cdot 1,25 \cdot 67,4 \cdot 3}{16} = 0,61\ V$$

En el conductor L₆ habrá una caída de tensión de 0,61 V. Esto es una caída del 0,26 %.

6.6.1.7. Cable del inversor a las cargas de corriente alterna (L₇)

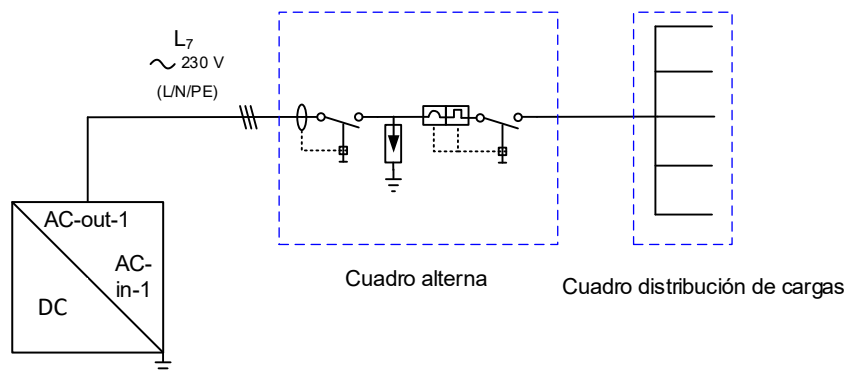


Figura 48 : Representación del conductor L7

La corriente máxima continuada a la salida del inversor se puede calcular con los valores de potencia que aporta el fabricante:

- $S_{inv} = 8\ 000\ VA$
- $V_{ac} = 230\ V$

$$I_{m\acute{a}x_{inv}}(A) = \frac{S_{m\acute{a}x_{inv}}(VA)}{V_{AC}(V)} = \frac{8000}{230} = 34,7A$$

Como la salida de CA del inversor cargador está conmutada con la entrada CA, esto quiere decir que la salida del inversor debe tener la misma sección que la entrada de CA para evitar sobrecarga del conductor.

Como la distancia desde el inversor hasta la caja de protecciones en alterna es de unos 4 m, cabe comprobar la caída de tensión que tendrá en esta sección de conductor:

$$\Delta V_7 = \frac{2 \cdot 1,25 \cdot 67,4 \cdot 4}{16} = 0,81 V$$

En el conductor L7 habrá una caída de 0,81 V, esto es una caída de tensión en esta sección del 0,35%.

6.6.1.8. Resumen de las secciones de conductor y la caída de tensión

En este apartado se recopilará la información relativa a la sección de los conductores y la caída de tensión correspondiente a cada uno de ellos.

Descripción	Nombre	Sección (mm ²)	CdT (V)	Cdt (%)
FV/DC-box 1	L ₁	10	0,75	0,39 %
DC-box1 / MPPT	L ₂	35	0,07	0,04 %
MPPT / DC-box 2	L ₃	35	0,14	0,26 %
DC-box2 / Batería	L ₄	21,2 (AWG4)	0,30	0,58 %
DC-box2 / Inversor	L ₅	2x50	0,08	0,18 %
TOTAL, DC:				1,45 %
Generador/ Inversor	L ₆	16	0,61	0,26 %
Inversor/ Cargas AC	L ₇	16	0,81	0,35 %

Tabla 44 : Resumen de las caídas de tensión en cada conductor

Como se observa en la tabla 44, la caída de tensión total del sistema en continua es de 1,45 %, esto entra dentro de los límites establecidos por el IDAE de 1,5 %. Para poder estar dentro de este estándar, ha habido que limitar al máximo, en la medida de lo posible, la longitud de los conductores.

Se podría reducir la caída de tensión en la parte de alterna utilizando cable de la sección comercial superior a la seleccionada, es decir 25 mm², Aunque esto aumentaría el coste del conductor y dado que no se establece una caída de tensión máxima en esta parte, con un conductor de 16mm² será suficiente.

6.6.2. Elementos de protección

Para proteger frente a sobrecorrientes las ramas de módulos y tener la posibilidad de desconectar el sistema del generador fotovoltaico, cada *string*, será provisto de un fusible en cada uno de sus polos, estos fusibles irán montados en la *DC-box level 1* dentro de su correspondiente portafusibles y previos a la conexión a la regleta o *busbar* que une los conductores.

Ya que este fusible debe contemplar picos de irradiancia superiores a las condiciones STC, será como mínimo un 27% superior a la corriente de cortocircuito del *string*.

$$I_{scstring} = I_{scm\acute{o}dulo} = 13,93 A$$

Al multiplicar por 1,27 se obtiene una corriente de 17,7 A. El calibre seleccionado será el inmediatamente superior, en este caso de 20 A. Para este propósito se ha elegido el modelo 3NW6007-4 de Siemens específico para aplicaciones fotovoltaicas y con una tensión nominal de 1000 Vdc, valor más que suficiente para evitar arcos en caso de actuación.

El cable de entrada en continua del inversor L_5 irá protegido en su polo positivo con un fusible de 300 A y 58 V. En este caso, el fusible utilizado es el Victron MEGA-Fuse 300 A 58 V.

El cable que va de la salida del grupo electrógeno a la entrada en alterna del inversor (L_6) debe estar protegido por un interruptor magnetotérmico de 100 A. En este caso no será necesaria su instalación ya que el propio generador cuenta con un cuadro de protección a su salida que monta un disyuntor magnetotérmico de 100 A 2P y un interruptor diferencial electrónico regulable.

El cable de salida en alterna del inversor (L_7) deberá ir protegido antes de su distribución por un Interruptor automático magnetotérmico. Al ir conmutada con la salida del generador, la corriente nominal de este mecanismo será de 100 A 2P, este valor es el máximo soportado por el conmutador de transferencia del inversor, el modelo elegido es el 5SP4291-8 de Siemens y un interruptor diferencial de 100 A y sensibilidad de 30 mA, el modelo escogido es el 5SM3318-6KK de Siemens. Además, se instalará un mecanismo de protección frente a sobretensiones de tipo 1 y 2, el modelo elegido es el 5SD7412-2 de Siemens. Estos mecanismos de seguridad irán montados en su correspondiente caja de protección desde la cual se realizarán las acometidas a cada una de las cargas de alterna.

6.7. Descripción del sistema de monitorización y control

En esta sección se describirá el funcionamiento del sistema de monitorización de la instalación, los valores que tomará y la gestión de ellos, así como las tareas de control que deberá desarrollar el mismo.

6.7.1. Gestión de la información

La gestión de los datos recibidos de cada elemento de la instalación se realizará mediante la interfaz del Color Control GX, esta es una solución integral de monitorización y control que ofrece al usuario una administración efectiva de los parámetros de la instalación.

El seguimiento de los datos de manera remota se puede hacer mediante el sitio web gratuito VRM online portal (vrm.victronenergy.com). En este portal se tiene acceso a la configuración del sistema monitor CCGX y la visualización de manera gráfica de los datos recopilados. Es decir, las mismas funcionalidades que ofrece la consola del Color Control GX. Para el acceso a este portal será necesario darse de alta con un correo electrónico y una contraseña.

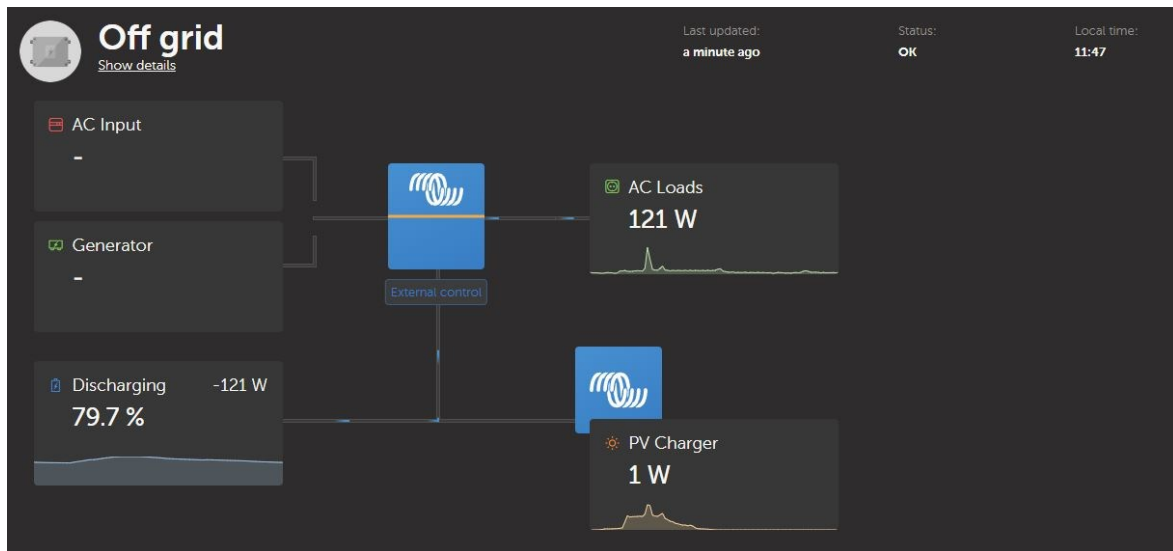


Figura 49 : Ejemplo del panel de monitorización en el portal VRM

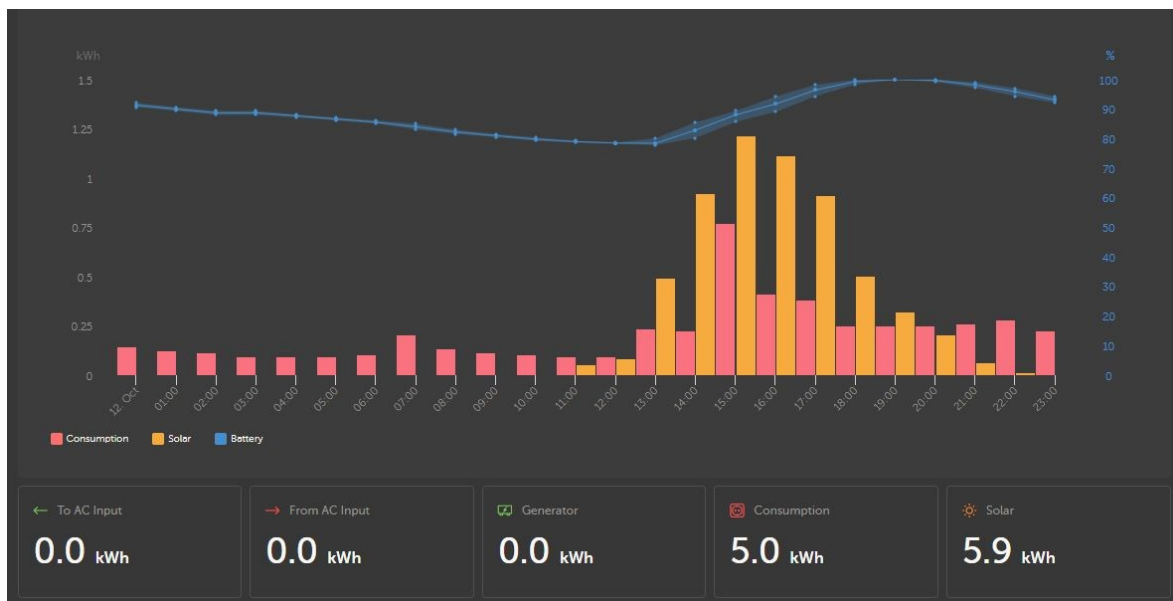


Figura 50 : Ejemplo de la recopilación del histórico de datos en el portal VRM

Como se aprecia en las figuras 49 y 50, el usuario tiene acceso a una interfaz muy visual donde recopilar la información de la instalación desde su ordenador o teléfono móvil. Además, también podrá ver distintas alarmas o errores del sistema.

6.7.2. Conexión con los componentes de la instalación

La conexión de los cables de comunicación de cada uno de los componentes será la siguiente:

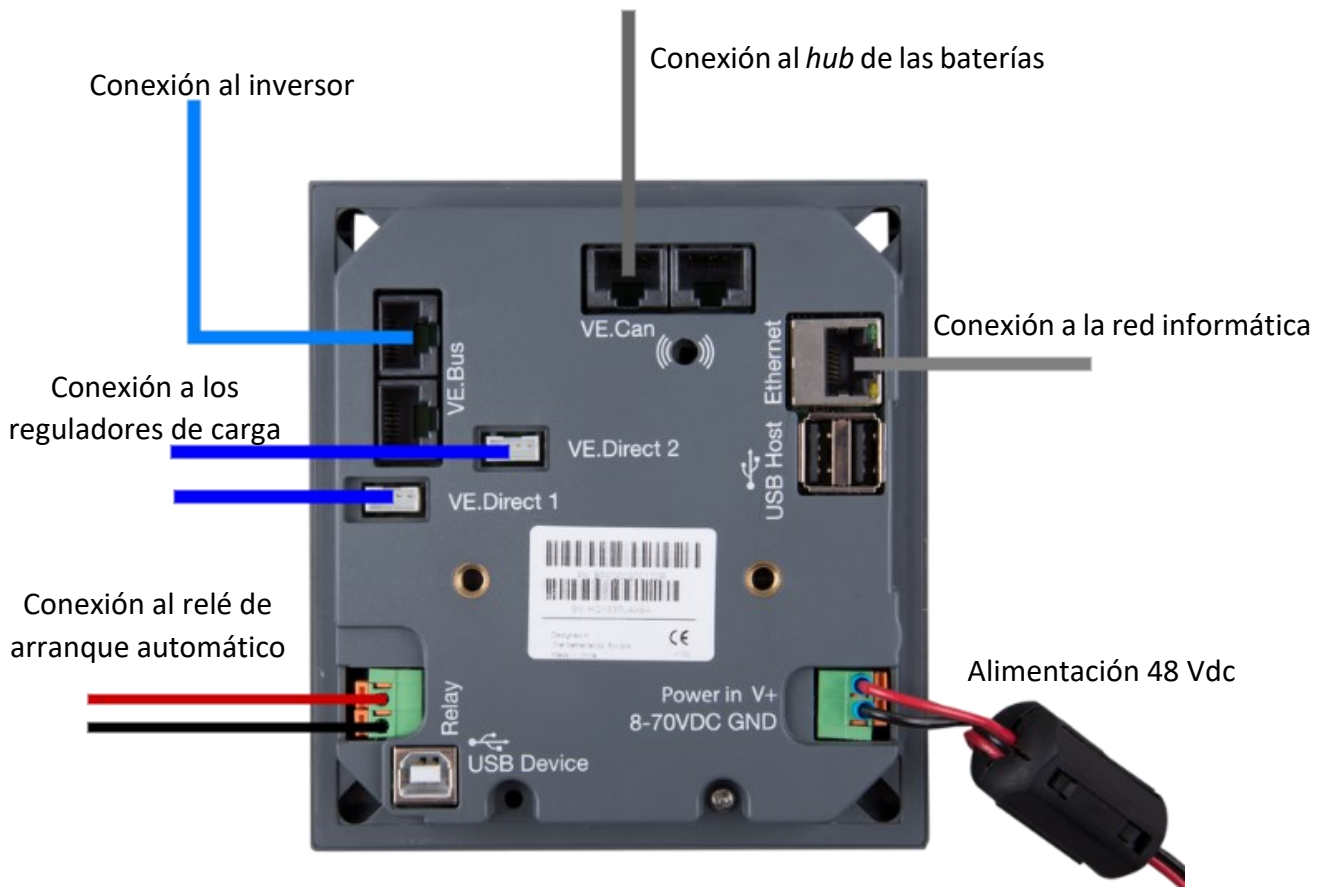


Figura 51 : Esquema de conexiones del CCGX

En el diagrama de la figura 51, se representan los distintos cables de datos, así como la propia alimentación del CCGX.

La alimentación del sistema monitor se realiza directamente en la caja de conexiones de continua a 48Vdc.

El *hub* que gestiona las baterías de litio se conecta mediante CAN-bus a la clavija VE.Can.

El inversor se conecta mediante cable con terminal RJ45 al puerto VE.Bus al monitor.

Ambos MPPT, se conectan mediante los puertos VE.Direct. Si se deseara ampliar la instalación con un regulador extra este debería conectarse a la toma USB mediante un adaptador VE.Direct a USB.

La entrada de relé para el arranque automático del generador se conecta a la salida del puerto *Relay* del sistema de gestión.

La conexión a la red se puede hacer mediante el puerto ethernet el cual puede conectarse a un switch, PLC o adaptador wifi. También se puede añadir una tarjeta de memoria MicroSD para almacenar el histórico de datos.

6.7.3. Monitorización de los datos aportados

El visor de datos de la consola y el portal proporcionan al usuario la información recibida y almacenada.

Esta información es captada por el regulador MPPT que ofrece la tensión del campo fotovoltaico, la potencia generada por el generador solar, el aprovechamiento de la energía solar, tensión y corriente aportadas al sistema en continua.

El sistema BMS de las baterías, que aportan todos los valores eléctricos de ellas, tensión en bornes de la batería, corriente de carga o descarga, estado de carga y temperatura de la batería.

El inversor comunica la corriente consumida por las cargas de alterna, la corriente de carga de las baterías en modo cargador y la energía diaria consumida.

Todos estos datos son empleados por el sistema monitor para aportar la información instantánea al usuario, así como el histórico de datos.

6.7.4. Actuación y gestión de la información

La programación de los valores a partir de los cuales el sistema debe actuar se puede establecer en la consola del CCGX o desde el portal web.

Estos datos incluyen protección contra descarga excesiva del acumulador, altas y bajas temperaturas de la batería y sobrecarga en el sistema de alterna.

En este caso la señal de actuación será el arranque automático del generador cuando se alcance un estado de carga (SoC) de las baterías inferior al 20 %. O cuando la potencia demandada por las cargas en alterna sea superior a la potencia del inversor. El generador quedará encendido al menos 1 hora tras su arranque para su correcto funcionamiento y el SoC de las baterías será al menos del 40 % para que pueda ser apagado. Estos valores se deben programar en la consola del Color control GX o desde el portal VRM.

Con lo expuesto en este apartado, la instalación deberá obedecer el siguiente diagrama de flujo, para ello, los subsistemas cuentan con automatismos para su funcionamiento, por otro lado, el sistema de control deberá, con los datos recibidos realizar las actuaciones propuestas:

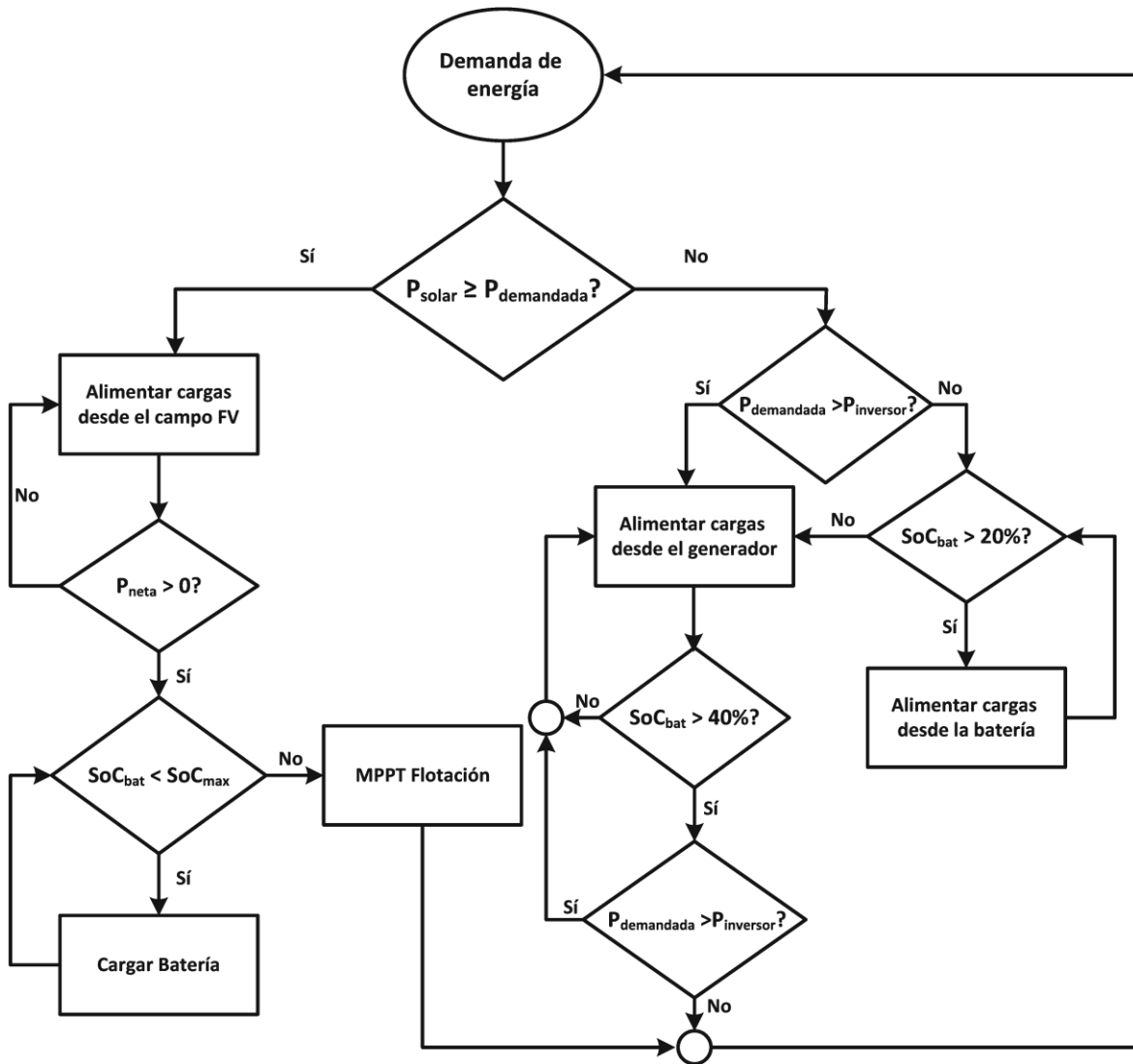


Figura 52 : Diagrama de flujo de la instalación

La información que aporta el diagrama de flujo sobre el comportamiento del sistema es que siempre que se pueda se va a alimentar las cargas con la energía fotovoltaica, las baterías se cargarán con la energía no utilizada y solo cuando no sea posible, se alimentará a las cargas con el generador auxiliar.

7. Conclusiones

El proyecto presentado combina el dimensionamiento y diseño de una instalación fotovoltaica aislada de la red para alimentar una bodega y vivienda con cargador de vehículos eléctricos teniendo en cuenta las necesidades propuestas por el cliente, junto con un análisis de mercado de los componentes que conforman dicha instalación.

Se ha demostrado con el presente proyecto, que la energía solar fotovoltaica es una fuente fiable y eficiente de energía, la cual es adaptable para la mayoría de los requerimientos posibles. Cabe destacar también la sostenibilidad que ofrece, no solo a nivel de contaminación ambiental, sino a la hora de requerir infraestructuras mínimas al estar el generador en el mismo lugar que el consumo.

En cuanto al impacto socioeconómico, este proyecto ayuda al desarrollo de zonas rurales garantizando una fuente de energía que permite el desempeño de actividades laborales y de generación de riqueza en la zona.

Técnicamente, se trata de una instalación sencilla desde el punto de vista de montaje, ya que el avance y demanda de este tipo de tecnología ha hecho que los fabricantes pongan a disposición del cliente elementos listos para su instalación y una puesta en marcha cómoda de realizar. Pese a esto la instalación deberá ser realizada por personal técnico cualificado.

Las principales dificultades de dicho proyecto surgen de las limitaciones físicas del lugar donde se realiza la instalación, tanto de espacio como de infraestructura disponible para su montaje. Aunque la amplia gama de soluciones en el mercado hace más accesible esta tarea.

En las posibles mejoras del sistema se encuentra el uso de inversores fotovoltaicos para reducir la corriente en la parte DC del sistema, esto reduciría el calentamiento y caída de tensión en estos conductores. También cabría la posibilidad de buscar soluciones para futuras ampliaciones del generador fotovoltaico, como crear un campo solar coplanar en el techo de la caseta de aperos donde se encuentra el sistema conectado a otra entrada MPPT o un inversor fotovoltaico conectado directamente a las cargas en alterna.

En cuanto a los Objetivos de Desarrollo Sostenible, tras la realización del trabajo se puede afirmar que se han cumplido los siguientes ODS:

ODS 7: Energía Asequible y no Contaminante. La energía fotovoltaica es una fuente limpia con la que suministrar electricidad.

ODS 8: Trabajo Decente y Crecimiento Económico. Proveer de energía una zona remota, ayuda directamente al desarrollo rural al poder desempeñar actividades generadoras de riqueza en zonas donde sería inviable su desarrollo.

ODS 13: Acción por el Clima. Porque se ha reducido al mínimo la dependencia de fuentes contaminantes para la producción de energía, pese a que es necesario un generador auxiliar para garantizar el suministro a la instalación de manera extraordinaria.

De manera indirecta, también se ha ayudado al cumplimiento de otros múltiples ODS relacionados con la adopción de la energía fotovoltaica. Como son el ODS 9: Industria, Innovación e Infraestructura y ODS 11: Ciudades y Comunidades Sostenibles.

Teniendo en cuenta lo expuesto, este proyecto ha cumplido los objetivos propuestos ya ha dado solución a los problemas planteados.

8. Bibliografía

- BAE Batteries. Obtenido de <https://www.bae-berlin.de/en>
- BOE, p. e. (18/11/02). *Reglamento Electrotécnico para baja tensión (REBT 2002)*.
- Bornay. Obtenido de <https://www.bornay.com/es>
- Cedar Lake Ventures, Inc. *Weather Spark*. Obtenido de <https://es.weatherspark.com/>
- Honda power equipment. Obtenido de <https://powerequipment.honda.com/generators>
- Huld, T. M. (2012). A new solar radiation database for estimating PV performance in Europe and Africa. *Science Direct*, 1803-1815. Obtenido de re.jrc.ec.europa.eu
- Hyundai Kona electric precio y ficha técnica. Obtenido de <https://www.km77.com/coches/hyundai/kona/2018/estandar/electrico/kona-electrico-150-kw-204-cv-style-64-kwh/datos>
- Hyundai power products. Obtenido de <https://hyundaipower.shop/>
- IDAE. (2011). *Análisis del consumo energético del sector residencial en España PROYECTO SECH-SPAHOUSEC*.
- INMESOL. Obtenido de <https://www.inmesol.com/>
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía. (IDAE 2011). *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a la Red*.
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. (IDAE 2009). *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red*.
- JASolar. Obtenido de <https://www.jasolar.com/html/spanish/>
- Jinko Solar. Obtenido de <https://www.jinkosolar.com/es>
- Legrand. Obtenido de <https://www.legrand.es/>
- MUST Solar. Obtenido de <https://www.must-solar.es/>
- PRAMAC Ibérica. Obtenido de https://www.pramac.com/es_ES/branch_es
- Pylontech. Obtenido de <https://en.pylontech.com.cn/>
- S.G.Bowden, C. a. (2019). *Photovoltaics Education Website*. Obtenido de www.pveducation.org
- Siemens. Obtenido de <https://mall.industry.siemens.com/mall/es/WW/Catalog>
- SMA- Ibérica. Obtenido de <https://www.sma-iberica.com/>
- SRNE Solar. Obtenido de <https://www.srnesolar.com/>
- Sunfer energy. Obtenido de <https://sunferenergy.com/>
- Tecnoplus. Obtenido de <http://www.tecnoplus.es/>
- Tensite Energy. Obtenido de <https://www.tensite-energy.com/>
- U-power batteries. Obtenido de https://www.upowerbatteries.com/spanish/up_sp.html
- Victron Energy. Obtenido de <https://www.victronenergy.com.es/>

Victron Energy. (2018). *Battery compatibility: Pylontech*. Obtenido de https://www.victronenergy.com/live/battery_compatibility:pylontech_phantom

Voltronic. Obtenido de <https://voltronicpower.com/>

VRM Portal. Obtenido de <https://vrm.victronenergy.com/login>



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



TRABAJO DE FIN DE GRADO

GRADO EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA

2. PLANOS

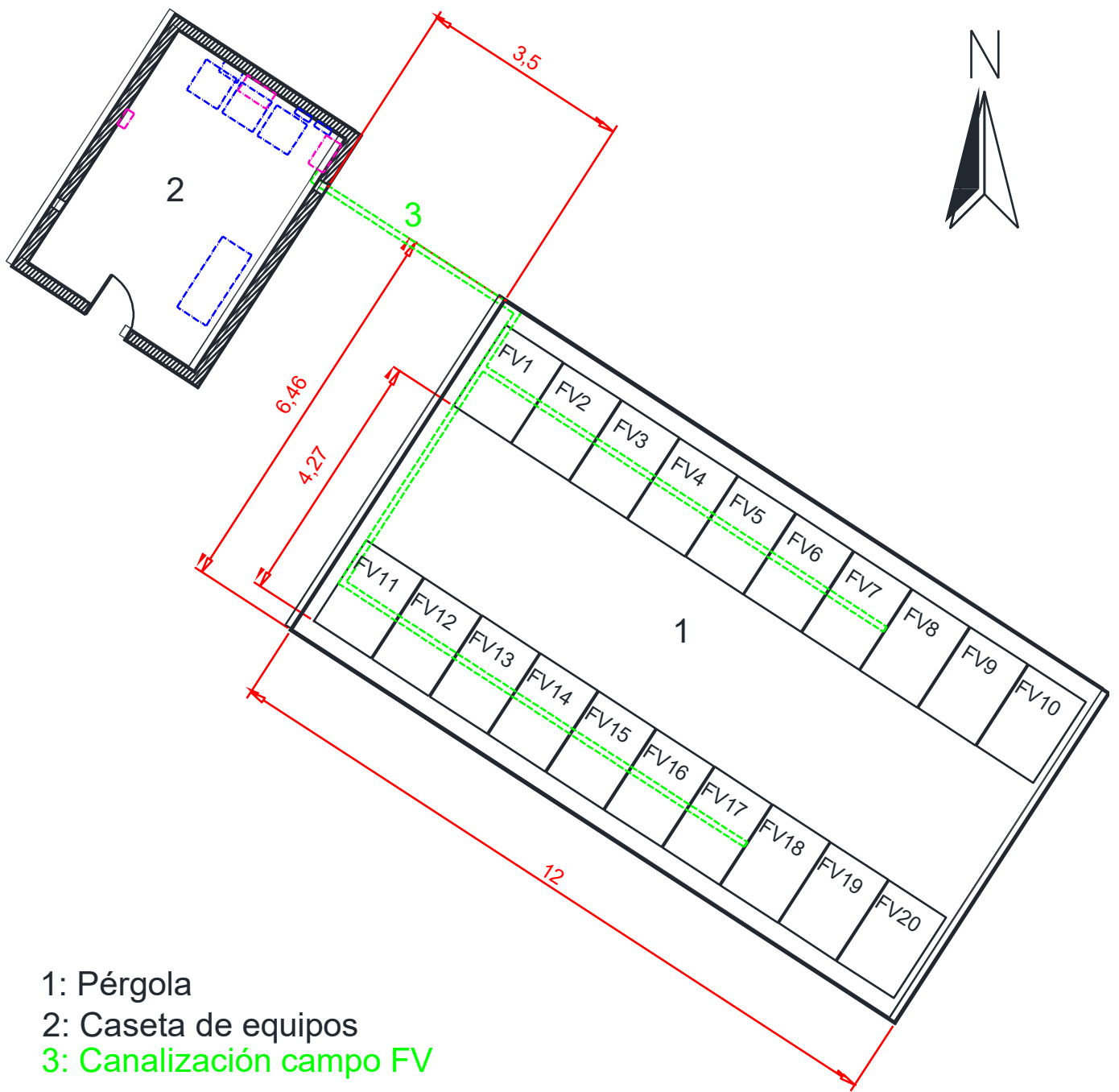
DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA
AISLADA DE 10 kW_p PARA UNA BODEGA Y
VIVIENDA CON CARGADOR PARA VEHÍCULO
ELÉCTRICO EN LA PLANA ALTA DE CASTELLÓ

REALIZADO POR
Albert Sáenz Bermell

TUTORIZADO POR
D. Salvador Seguí Chilet

Índice de planos

Situación de la instalación - Planta	1
Instalación interior en la caseta de equipos - Planta	2
Instalación interior en la caseta de equipos - Alzado	3
Pérgola – Vista isométrica.....	4
Esquema unifilar simplificado	5
Esquema unifilar completo	6
Diagrama de conexión en serie de una rama	7
Diagrama de conexión del campo fotovoltaico	8



Proyecto:

Diseño de una instalación fotovoltaica aislada de 10kWp para una bodega y vivienda con cargador para vehículo eléctrico en la Plana Alta de Castelló

Fecha: 08/01/2024

Escala:

1:100

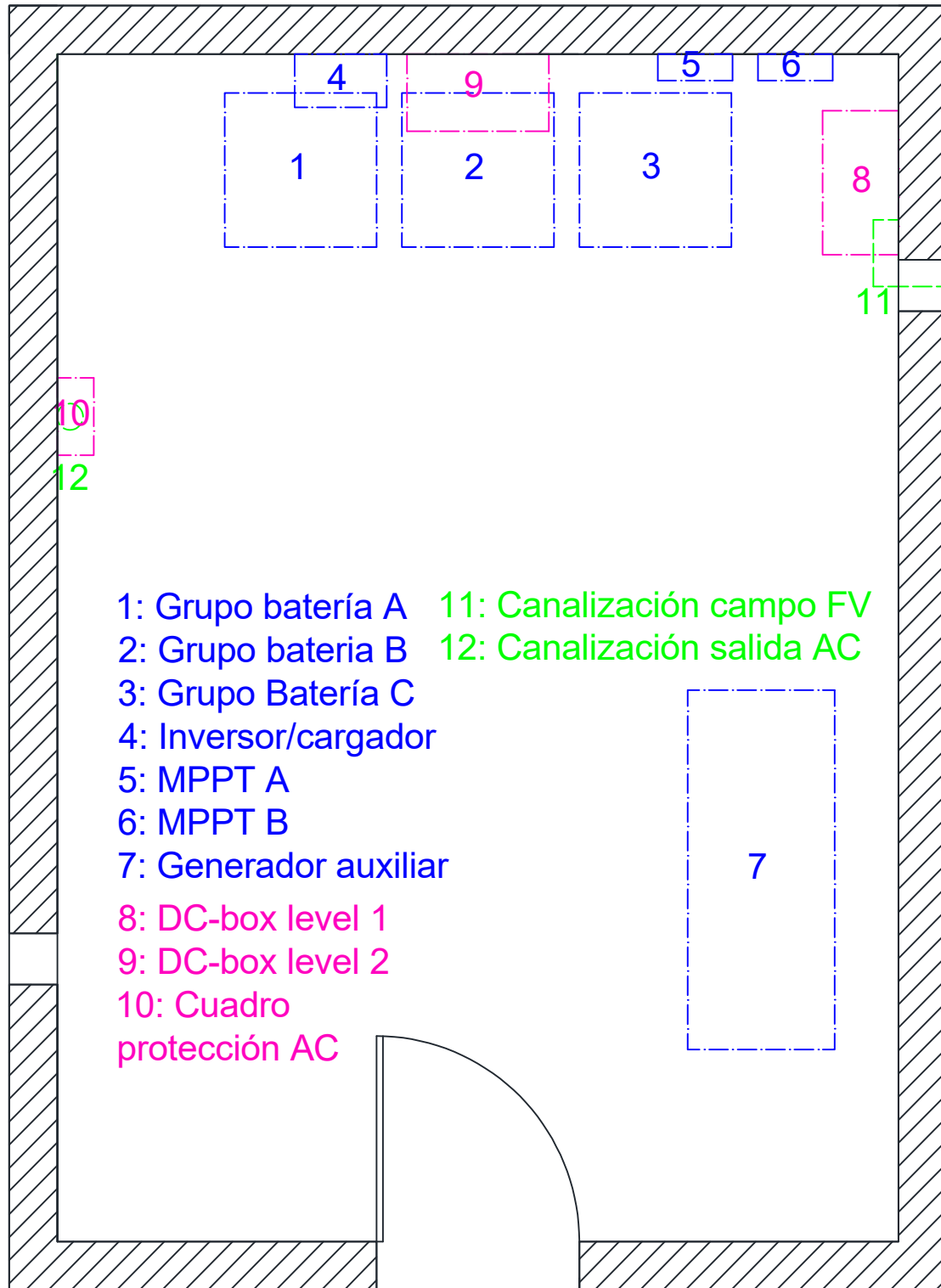
Autor:
 Albert Sáenz Bermell

Plano:

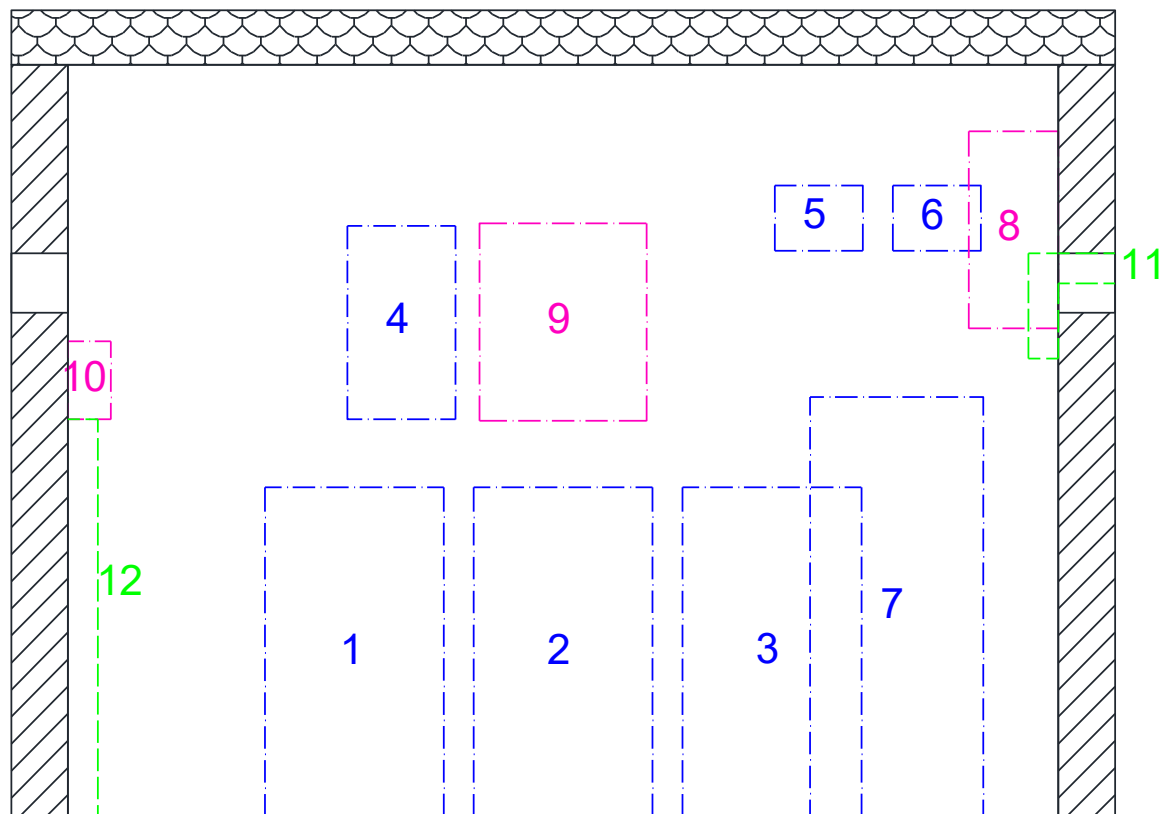
Situación de la instalación - Planta

Plano nº:

1

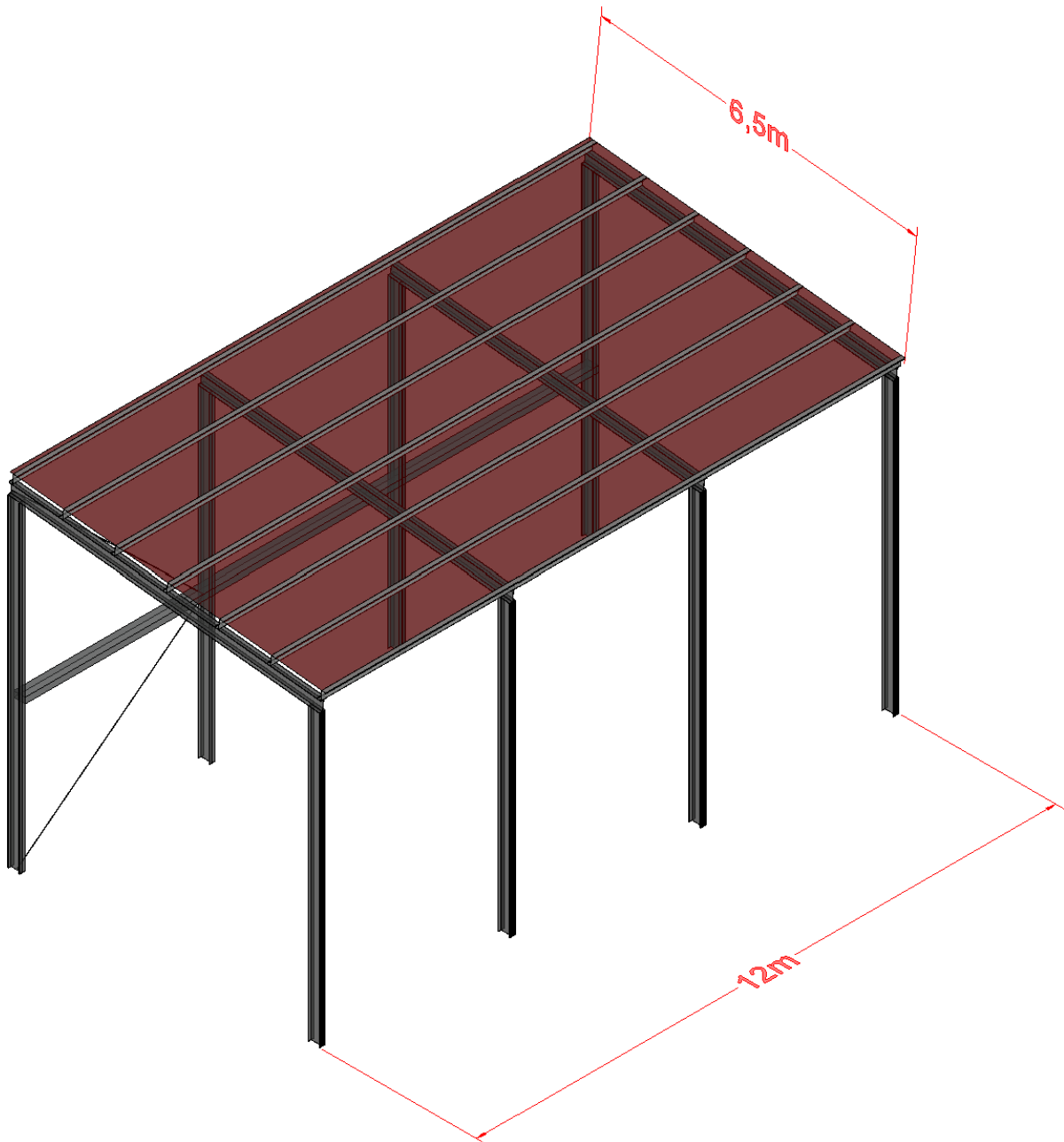


Proyecto: Diseño de una instalación fotovoltaica aislada de 10kWp para una bodega y vivienda con cargador para vehículo eléctrico en la Plana Alta de Castelló		Fecha: 08/01/2024
		Escala: 1:25
Autor: Albert Sáenz Bermell	Plano: Instalación interior en caseta de equipos - Planta	Plano nº: 2



- 1: Grupo batería A
- 2: Grupo batería B
- 3: Grupo Batería C
- 4: Inversor/cargador
- 5: MPPT A
- 6: MPPT B
- 7: Generador auxiliar
- 8: DC-box level 1
- 9: DC-box level 2
- 10: Cuadro protección AC
- 11: Canalización campo FV
- 12: Canalización salida AC

Proyecto: Diseño de una instalación fotovoltaica aislada de 10kWp para una bodega y vivienda con cargador para vehículo eléctrico en la Plana Alta de Castelló		Fecha: 17/01/2024
		Escala: 1:25
Autor: Albert Sáenz Bermell	Plano: Instalación interior en caseta de equipos - Alzado	Plano nº: 3



Proyecto:

Diseño de una instalación fotovoltaica aislada de 10kWp para una bodega y vivienda con cargador para vehículo eléctrico en la Plana Alta de Castelló

Fecha: 08/01/2024

Escala:

N/A

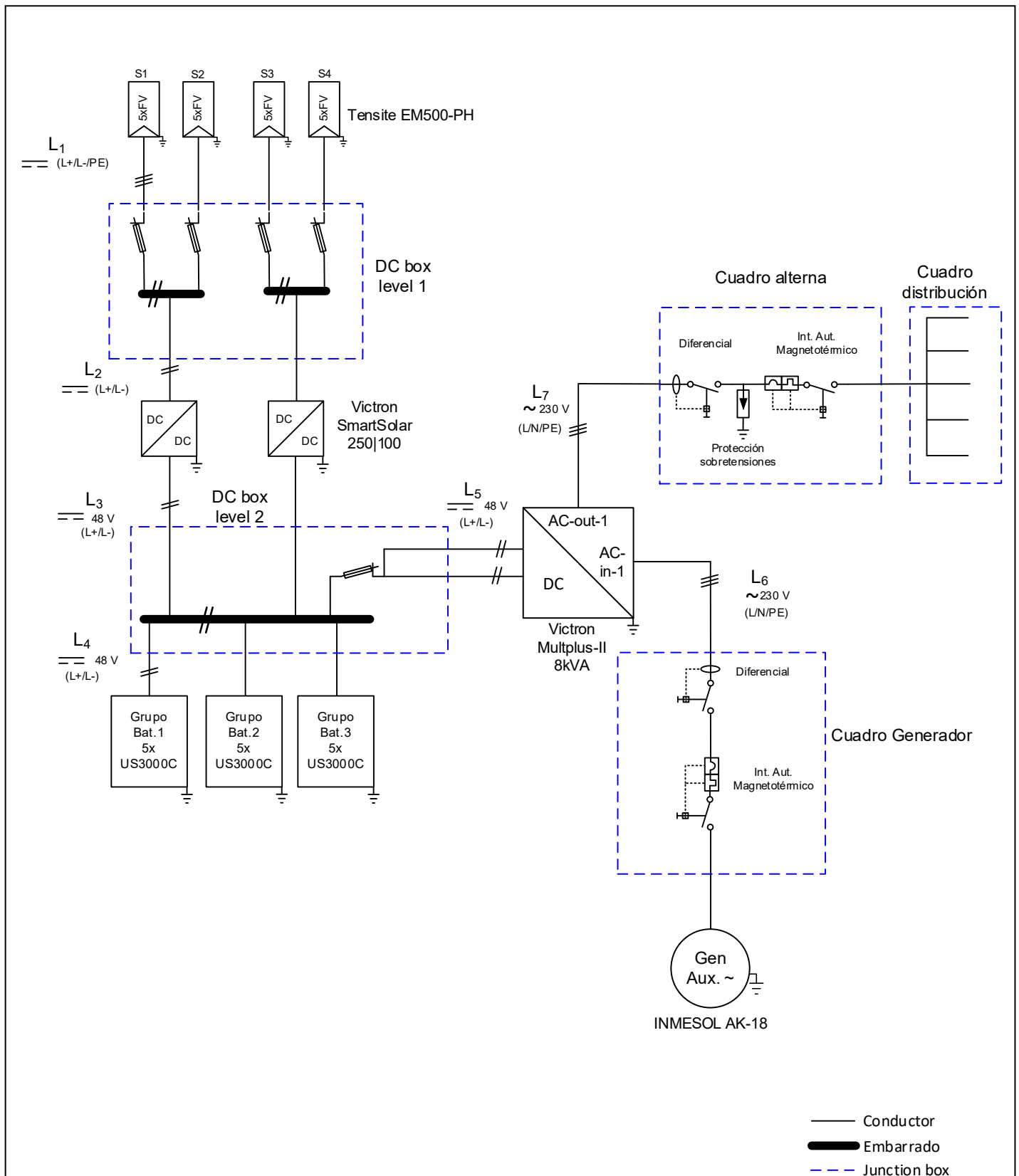
Autor:
Albert Sáenz Bermell

Plano:

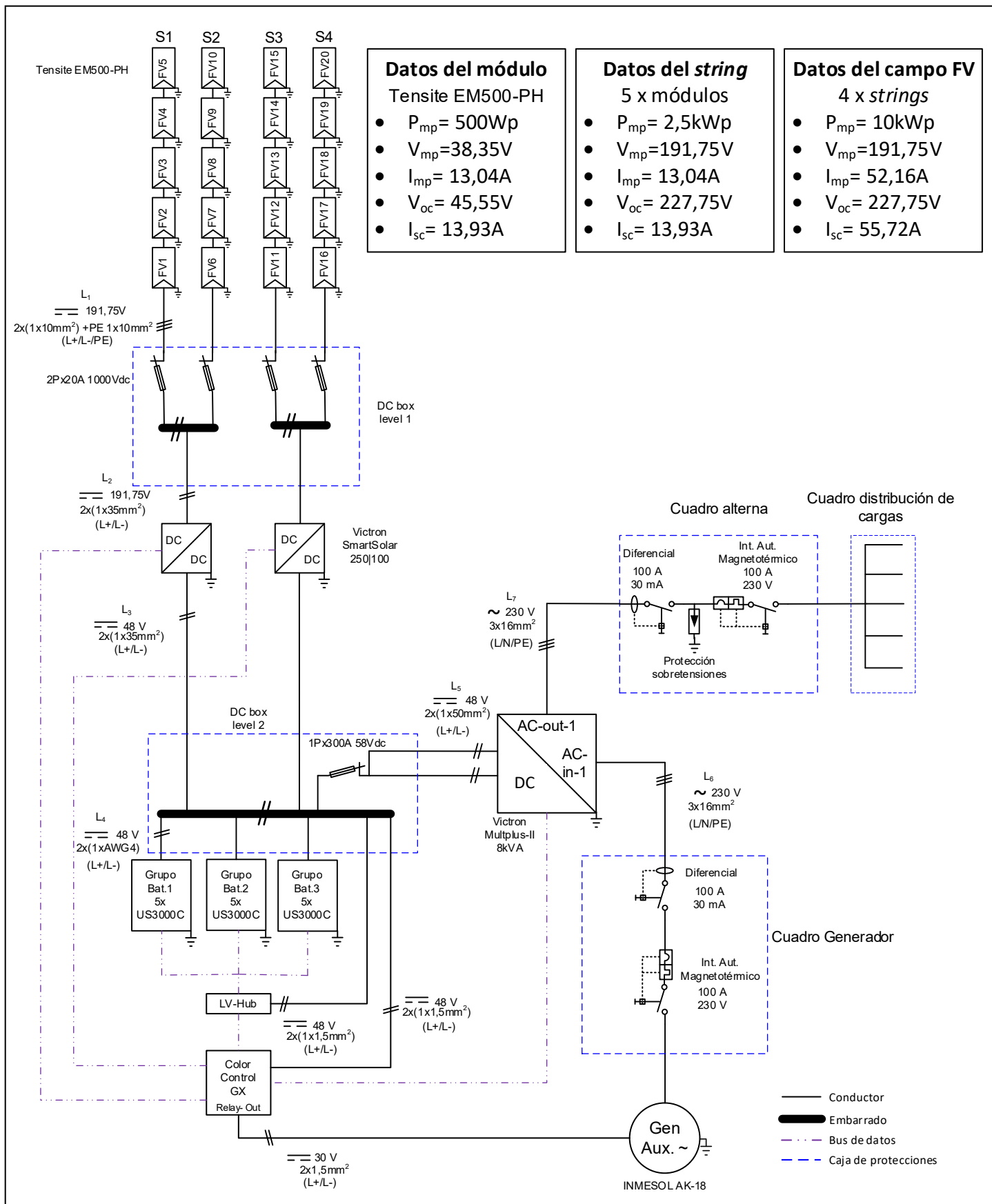
Pérgola – Vista isométrica

Plano nº:

4



Proyecto: Diseño de una instalación fotovoltaica aislada de 10kWp para una bodega y vivienda con cargador para vehículo eléctrico en la Plana Alta de Castelló		Fecha: 08/01/2024
		Escala: N/A
Autor: Albert Sáenz Bermell	Plano: Esquema unifilar simplificado de la instalación	Plano nº: 5



Proyecto: Diseño de una instalación fotovoltaica aislada de 10kWp para una bodega y vivienda con cargador para vehículo eléctrico en la Plana Alta de Castelló		Fecha: 08/01/2024
		Escala: N/A
Autor: Albert Sáenz Bermell	Plano: Esquema unifilar completo de la instalación	Plano nº: 6

Datos del módulo

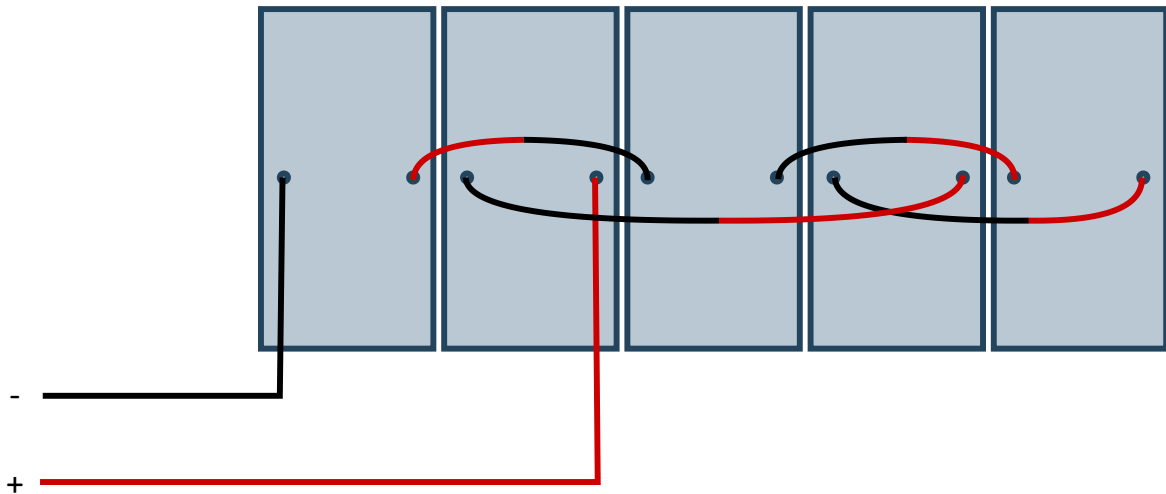
Tensite EM-500PH

- $P_{mp} = 500Wp$
- $V_{mp} = 38,35V$
- $I_{mp} = 13,04A$
- $V_{oc} = 45,55V$
- $I_{sc} = 13,93A$

Datos del string

5 x módulos

- $P_{mp} = 2,5kWp$
- $V_{mp} = 191,75V$
- $I_{mp} = 13,04A$
- $V_{oc} = 227,75V$
- $I_{sc} = 13,93A$



Proyecto:

Diseño de una instalación fotovoltaica aislada De 10kWp
para una bodega y vivienda con cargador para vehículo
eléctrico en la Plana Alta de Castelló

Fecha: 08/01/2024

Escala:

N/A

Autor:
Albert Sáenz Bermell

Plano:
Diagrama de conexión en serie de una rama

Plano nº:

7

Datos del string

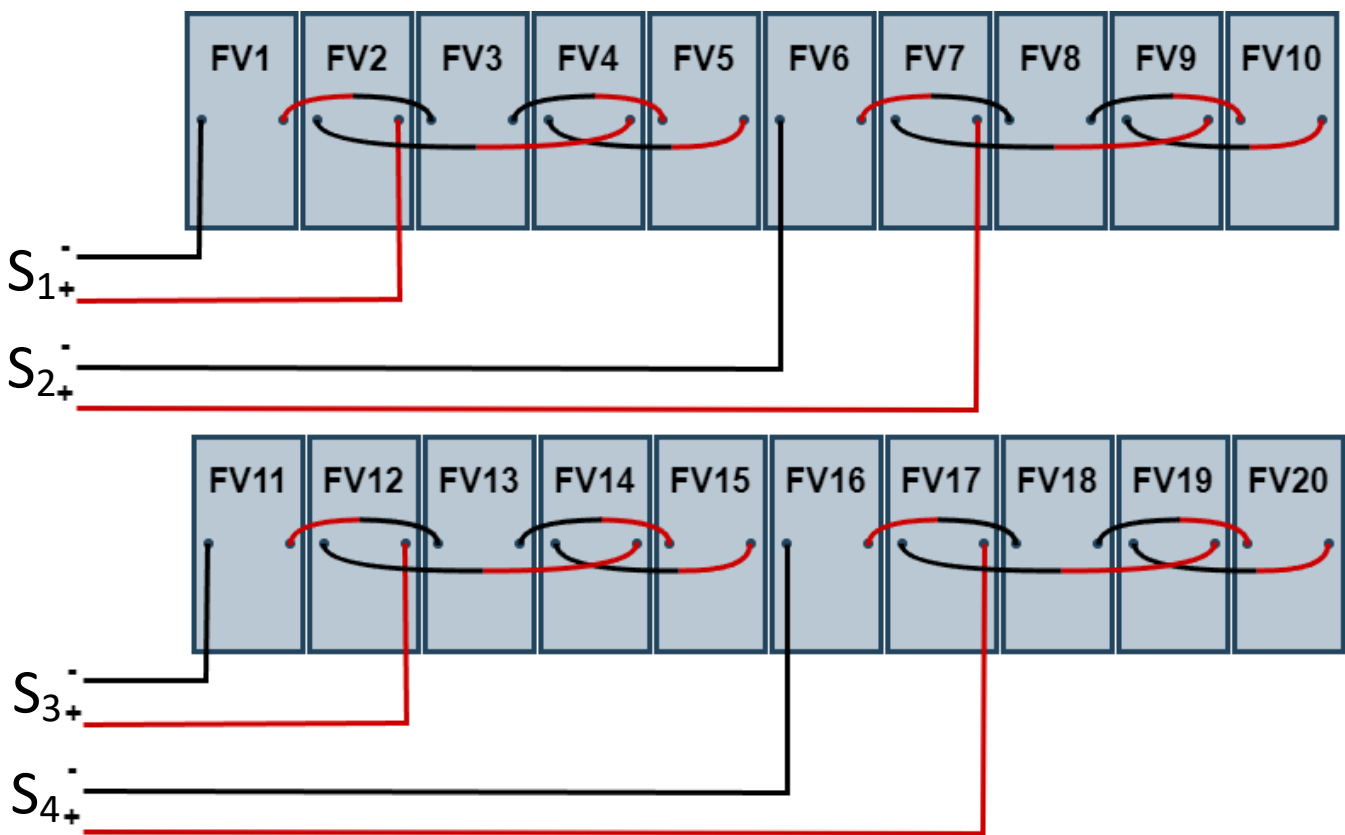
- 5 x módulos
- $P_{mp} = 2,5\text{kWp}$
- $V_{mp} = 191,75\text{V}$
- $I_{mp} = 13,04\text{A}$
- $V_{oc} = 227,75\text{V}$
- $I_{sc} = 13,93\text{A}$

Datos en regulador

- 2 x strings
- $P_{mp} = 5\text{kWp}$
- $V_{mp} = 191,75\text{V}$
- $I_{mp} = 26,08\text{A}$
- $V_{oc} = 227,75\text{V}$
- $I_{sc} = 27,86\text{A}$

Datos del campo FV

- 4 x strings
- $P_{mp} = 10\text{kWp}$
- $V_{mp} = 191,75\text{V}$
- $I_{mp} = 52,16\text{A}$
- $V_{oc} = 45,55\text{V}$
- $I_{sc} = 55,72\text{A}$



Proyecto:

Diseño de una instalación fotovoltaica aislada de 10kWp para una bodega y vivienda con cargador para vehículo eléctrico en la Plana Alta de Castelló

Fecha: 17/01/2024

Escala:

N/A

Autor:
Albert Sáenz Bermell

Plano:

Diagrama de conexión del campo fotovoltaico

Plano nº:

8



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



TRABAJO DE FIN DE GRADO

GRADO EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA

3. PLIEGO DE CONDICIONES

DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA
AISLADA DE 10 kW_p PARA UNA BODEGA Y
VIVIENDA CON CARGADOR PARA VEHÍCULO
ELÉCTRICO EN LA PLANA ALTA DE CASTELLÓ

REALIZADO POR
Albert Sáenz Bermell

TUTORIZADO POR
D. Salvador Seguí Chilet

Índice

1. Objeto	1
2. Condiciones de los materiales	2
2.1. Módulo fotovoltaico	2
2.2. Estructura portante del campo fotovoltaico	2
2.3. Regulador de carga	2
2.4. Sistema de almacenamiento.....	3
2.5. Inversor cargador	4
2.6. Generador auxiliar	4
2.7. Sistema de monitorización.....	5
2.8. Material eléctrico y de protección.....	5
3. Condiciones de la ejecución.....	6
4. Pruebas y ajustes finales o de servicio.....	6

1. Objeto

El objeto del presente pliego de condiciones se refiere al dimensionado y diseño de una instalación fotovoltaica aislada que sea capaz de alimentar una bodega, así como la vivienda que cuenta con cargador para vehículos eléctricos.

En dicho pliego de condiciones se establecen los requisitos técnicos, de diseño, instalación y ejecución para la implementación del proyecto.

Quedan excluidos los plazos de finalización en la fase de montaje, ya que están fuera del alcance del proyecto al que se refiere.

2. Condiciones de los materiales

En esta sección se detallarán los requisitos técnicos de los componentes que conformarán la instalación.

Para la redacción de este pliego de condiciones, se toma como documentación de referencia el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red PCT-A-REV redactado por IDAE en febrero de 2009. También se seguirán las indicaciones en los manuales e instrucciones de montaje de los componentes que constituyen la instalación.

Como directrices generales, la instalación deberá cumplir el reglamento electrotécnico de baja tensión (REBT).

También, se incluirá por seguridad, los indicadores y etiquetas de los equipos en alguna de las lenguas españolas del lugar donde se sitúe la instalación.

2.1. Módulo fotovoltaico

2.1.1. El módulo de silicio monocristalino empleado deberá cumplir la especificación UNE-EN 61215: Módulos fotovoltaicos (FV) para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación. Así como las especificaciones UNE-EN 61730-1 y 2 sobre seguridad en módulos FV.

2.1.2. El módulo deberá llevar el nombre o logotipo del fabricante y modelo de manera clara y visible.

2.1.3. Al trabajar con tensiones en continua superiores a 48 V, la estructura del generador, así como los marcos metálicos de los módulos estarán conectados a tierra, esta será la misma puesta a tierra que la del resto de la instalación.

2.1.4. Los marcos del panel serán de aluminio o acero inoxidable.

2.2. Estructura portante del campo fotovoltaico

2.2.1. Las estructuras dispuestas para el montaje de los módulos deberán incluir todos los accesorios que se precisen para su instalación.

2.2.2. La estructura permitirá las dilataciones térmicas sin transmitir cargas que puedan afectar a los módulos.

2.2.3. La estructura deberá resistir con los módulos instalados, las sobrecargas debidas a las condiciones climáticas de acuerdo con el código técnico de la edificación (CTE).

2.2.4. Los anclajes de la estructura serán suficientes teniendo en cuenta el área de apoyo para garantizar que no ocurran flexiones en los módulos superiores.

2.2.5. La tornillería empleada será de acero inoxidable.

2.3. Regulador de carga

2.3.1. El regulador de carga protegerá a la batería frente a sobrecargas y descargas.

2.3.2. El regulador de carga deberá ser capaz de trabajar de manera eficiente en la tensión nominal del sistema fotovoltaico.

2.3.3. El regulador de carga será compatible con el tipo de batería utilizada en el sistema, en el caso que ocupa a este pliego de condiciones, de litio.

2.3.4. El regulador de carga deberá ser etiquetado con las siguientes características:

- tensión nominal a su salida (V_{NOM})
- tensión en circuito abierto máxima soportada en el campo fotovoltaico (V_{oc})
- potencia máxima soportada en el campo fotovoltaico (P_{pmp})
- corriente máxima que es capaz de ofrecer a su salida (I)
- polaridad de sus terminales
- nombre o logotipo del fabricante y número de serie

2.3.5. El regulador de carga deberá ser capaz de realizar compensación de temperatura para optimizar la carga de la batería.

2.3.6. Las caídas internas de tensión del regulador entre sus terminales de generador y acumulador serán inferiores al 2 % de la tensión nominal (1 V para 48 V de tensión nominal), incluyendo los terminales. Estos valores se especifican para las siguientes condiciones: corriente nula en la línea de consumo y corriente en la línea generador-acumulador igual a la corriente máxima especificada para el regulador.

2.3.7. Las pérdidas máximas diarias admitidas por el autoconsumo del regulador serán inferiores al 3% del consumo de energía diario.

2.4. Sistema de almacenamiento

2.4.1. La profundidad de descarga máxima del acumulador de litio será del 80%, pudiendo llegar a su límite de 95 % en casos excepcionales.

2.4.2. El acumulador deberá estar protegido frente a sobrecargas.

2.4.3. La capacidad inicial del acumulador será superior al 90 % de su capacidad nominal.

2.4.4. La vida del acumulador deberá ser superior a 1000 ciclos, cuando su profundidad de descarga no sea superior al 80 %.

2.4.5. La instalación del acumulador deberá seguir las recomendaciones del fabricante, asegurando en cualquier caso que:

- Se sitúe en un lugar ventilado y con acceso restringido.
- Se adopten las medidas de protección para evitar cortocircuitos accidentales entre los bornes del acumulador.

2.4.6. Cada módulo de la batería deberá ser etiquetado con la siguiente información:

- capacidad nominal (Wh)
- tensión nominal (V)
- polaridad de los terminales
- nombre o logotipo del fabricante y número de serie

2.5. Inversor cargador

2.5.1. El inversor empleado será de onda senoidal pura.

2.5.2. El inversor deberá asegurar una correcta operación en todo el margen de tensión de entrada permitido por el sistema.

2.5.3. Los valores de tensión y frecuencia del inversor en la salida de corriente alterna (CA) estarán en los siguientes márgenes:

- $V_{NOM}=V_{RMS}\pm 5\%$, siendo $V_{RMS}=220\text{ V}$ o 230 V
- $f=50\text{ Hz}\pm 2\%$

2.5.4. El inversor entregará la potencia nominal especificada por el fabricante de forma continuada en el margen de temperatura establecido.

2.5.5. El inversor cargador estará protegido frente a:

- sobretensiones en la entrada
- desconexión del acumulador
- cortocircuito en la salida CA
- sobrecargas fuera del límite de tiempo establecido

2.5.6. El inversor cargador será debidamente etiquetado con la siguiente información:

- potencia nominal (VA)
- tensión nominal de entrada (V)
- tensión (V_{RMS}) y frecuencia (Hz) nominales de salida
- corriente nominal como como cargador (I)
- polaridad de sus terminales
- nombre o logotipo del fabricante y número de serie

2.5.7. El autoconsumo del inversor será inferior al 2 % de la potencia nominal de salida.

2.5.8. El cargador será capaz de trabajar con el tipo de batería empleado, en este caso de litio.

2.6. Generador auxiliar

2.6.1. El grupo electrógeno de gasoil deberá ser instalado en un lugar plano, nivelado y resistente a las vibraciones.

2.6.2. El grupo electrógeno requerirá de un escape de humos que dirija los gases del escape fuera del lugar de su instalación.

2.6.3. El generador deberá contar con un sistema silenciador de ruido para minimizar las emisiones sonoras durante su funcionamiento.

2.6.4. El generador deber estar debidamente etiquetado con la siguiente información:

- potencia máxima continuada (P_{RP})(VA)

- tensión de salida (V_{RMS}) y frecuencia (Hz) nominales
- polaridad de sus terminales
- nombre o logotipo del fabricante y número de serie

2.6.5. El generador contará con un sistema de arranque automático que se active siempre que no se puede cubrir la demanda con el sistema fotovoltaico o acumulador.

2.7. Sistema de monitorización

2.7.1. El sistema de monitorización proporcionará medidas para:

- tensión y corriente de corriente continua (DC) del generador
- potencia consumida en corriente continua (DC), incluyendo el inversor como carga CC
- potencia consumida en corriente alterna (AC), en caso de existir
- radiación solar en el plano de los módulos

2.7.2. Todas las mediciones se presentarán en forma de medias horarias. Los tiempos de adquisición, la precisión de las medidas y el formato de presentación seguirán las pautas establecidas en el documento del JRC-Ispra "Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants – Document A", Report EUR 16338 EN.

2.8. Material eléctrico y de protección

2.8.1. Tanto la estructura de soporte del generador, como los marcos de los módulos, los reguladores de carga, las baterías y los armarios y el inversor estarán conectados a la misma puesta a tierra con sus respectivos conductores.

2.8.2. Se instalarán elementos necesarios para desconexión de manera independiente en ambos polos de las ramas del generador.

2.8.3. La instalación estará protegida frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones.

2.8.4. Los conductores tendrán la sección suficiente para reducir la caída de tensión por debajo de un 1,5% en la parte continua del sistema.

2.8.5. Los cables exteriores serán adecuados para uso en intemperie.

2.8.6. Los cables positivos y negativos de la parte continua serán conductores unipolares.

2.8.7. El material de los conductores será de cobre.

3. Condiciones de la ejecución

- 3.1.1. La instalación quedará totalmente terminada por el precio contratado y en disposición de recibir tensión.
- 3.1.2. Durante el transcurso del proyecto se podrán sugerir modificaciones y se podrán introducir siempre que no alteren lo esencial del proyecto, pudiendo mejorar la instalación o reducir sus costes.
- 3.1.3. Se incluirá una propuesta técnica de los diferentes componentes de la instalación, en ella se debe incluir:
 - descripción de la instalación
 - estimación de la producción de la instalación
 - esquema unifilar de la instalación
- 3.1.4. Se deberá presentar, al formalizarse el contrato un presupuesto con precios desglosados de la instalación, estos comprenderán la ejecución total del sistema. Este presupuesto tendrá valor contractual al que se aplicarán posibles variaciones que pueda haber.

4. Pruebas y ajustes finales o de servicio

- 4.1.1. Se ha de comprobar el funcionamiento en condiciones de trabajo de cada uno de los componentes, así como del total de la instalación.
- 4.1.2. Se comprobarán las protecciones del sistema.
- 4.1.3. Los valores de tensión y corriente en cada uno de los conductores ha de ser igual al mostrado en el sistema de monitorización.
- 4.1.4. El sistema funciona y puede alimentar las cargas de alterna.
- 4.1.5. El sistema de control es capaz de arrancar y apagar el generador auxiliar.
- 4.1.6. Los componentes suministrados y la instalación en su conjunto poseen una garantía de tres años salvo los módulos fotovoltaicos para los que se garantiza ocho años de funcionamiento desde la recepción de la instalación.
- 4.1.7. Se realizará un mantenimiento durante al menos tres años.
- 4.1.8. El mantenimiento preventivo será como mínimo, una revisión anual de la instalación.
- 4.1.9. La labor de mantenimiento incluirá la labor indicada por cada uno de los fabricantes de los elementos que componen la instalación.



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



TRABAJO DE FIN DE GRADO

GRADO EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA

4. PRESUPUESTO

DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA
AISLADA DE 10 kW_p PARA UNA BODEGA Y
VIVIENDA CON CARGADOR PARA VEHÍCULO
ELÉCTRICO EN LA PLANA ALTA DE CASTELLÓ

REALIZADO POR
Albert Sáenz Bermell

TUTORIZADO POR
D. Salvador Seguí Chilet

Índice

1. Presupuesto	1
1.1. Coste de los componentes.....	1
1.2. Coste de los materiales.....	2
1.3. Coste de la mano de obra	3
1.4. Coste del proyecto	3

1. Presupuesto

El presente presupuesto se refiere a la ejecución del proyecto incluyendo los componentes, materiales y mano de obra necesaria para su realización. Todos los precios desglosados son libres de impuestos.

Los precios proporcionados son por los distribuidores y proveedores comerciales de cada componente. El precio de estos puede variar dependiendo del distribuidor, gastos de envío, compra al por mayor, variaciones de demanda, descuentos de empresa u otros factores económicos.

1.1. Coste de los componentes

A continuación, se detalla el subtotal de los costes de los componentes:

Concepto	Descripción	Unidades	Precio unitario	Precio total
Tensite EM500-PH	Módulo fotovoltaico	20	106,00 €	2.120,00 €
Victron SmartSolar 250 100	Regulador de carga	2	693,39 €	1.386,78 €
Pylontech US3000C	Batería	15	864,46 €	12.966,94 €
Victron Multiplus-II 8kVA	Inversor	1	3.139,82 €	3.139,82 €
gtlan 31GTS2266 18U	Armario	3	250,54 €	751,61 €
INMESOL AK-18	Generador auxiliar	1	6.109,27 €	6.109,27 €
Color Control GX	Sist. monitorización	1	353,19 €	353,19 €
Pylontech LV-HUB	Hub de la batería	1	475,52 €	475,52 €
SUBTOTAL:				27.303,13 €

Tabla 1 : Coste los componentes del proyecto

El precio total de los componentes es de 27.303,13 € (VEINTISIETE MIL TRESCIENTOS TRES EUROS CON TRECE CÉNTIMOS) IVA no incluido.

1.2. Coste de los materiales

A continuación, se detalla el subtotal de los costes pertenecientes a los materiales empleados:

Concepto	Descripción	Unidades	Precio unitario	Precio total
Sunfer 13V 5m	Estructura	4	454,55 €	1.818,18 €
Sunfer S01.1	Herrajes fijación	32	6,02 €	192,79 €
Sunfer S10	Presores paneles	36	1,09 €	39,27 €
Sunfer UG1	Unión de perfiles	4	1,82 €	7,27 €
Sunfer S08	Arriostramiento	8	5,48 €	43,83 €
Miguélez SOLFLEX 1x10	Conductor L1	3x4x12m	1,42 €	204,69 €
Miguélez SOLFLEX 1x35	Conductor L2	2x2m	4,50 €	18,02 €
Miguélez SOLFLEX 1x35	Conductor L3	2x1m	4,50 €	9,01 €
Miguélez SOLFLEX 1x50	Conductor L5	4x1m	7,25 €	28,99 €
Mig. BARRYFLEX RV-K 3x16	Conductor L6	3m	6,75 €	20,26 €
Mig. BARRYFLEX RV-K 3x16	Conductor L7	4m	6,75 €	27,01 €
Chint FHS-S5 96W	DC-box	2	191,44 €	382,88 €
Chint PHS 12T	Caja protecciones AC	1	46,07 €	46,07 €
Siemens 3NW6007-4	Fusible strings	8	1,19 €	9,52 €
Siemens 3NW7013-4	Portafusible strings	8	7,80 €	62,41 €
MEGA-Fuse 300A 58V	Fusible inversor	1	27,00 €	27,00 €
Portafusible MEGA	Portafusible inversor	1	9,68 €	9,68 €
LEGRAND 400410	Bloque conex. string	1	73,87 €	73,87 €
Deaier BB300-T6M10-C-RB	Busbar DC	1	43,80 €	43,80 €
Siemens 5SP4291-8	Int. magnetotérmico	1	90,16 €	90,16 €
Siemens 5SM3318-6KK	Int. diferencial	1	132,17 €	132,17 €
Siemens 5SD7412-2	Prot. sobretensiones	1	277,69 €	277,69 €
			SUBTOTAL:	3.564,57 €

Tabla 2 : Coste de los materiales de la instalación

El precio total de los materiales es de: 3.564,57 € (TRES MIL QUINIENTOS SESENTA Y CUATRO EUROS CON CINCUENTA Y SIETE CÉNTIMOS) IVA no incluido.

1.3. Coste de la mano de obra

A continuación, se detalla el subtotal de los costes de la mano de obra, para ello se ha establecido un precio por hora efectiva de trabajo de oficina técnica, que se ha estimado en 50 €/h. El total de horas es el equivalente a las horas empleadas en la realización de este trabajo de fin de grado sin tener en cuenta el tiempo de investigación sobre la materia. Tras esto, se ha establecido un precio de 50 €/h al trabajo que realizaría un técnico en el montaje del sistema, el total de horas se ha aproximado al tiempo estimado que emplearía un técnico montador cualificado:

Concepto	Unidades (h)	Precio unitario	Precio total
Diseño y dimensionado de la instalación	120	50,00 €	6.000,00 €
Montaje de la instalación	16	50,00 €	800,00 €
SUBTOTAL:			6.800,00 €

Tabla 3 : Coste de la mano de obra

El precio total de la mano de obra es de: 6.800,00 € (SEIS MIL OCHOCIENTOS EUROS) IVA no incluido.

1.4. Coste del proyecto

Seguidamente, se detalla el coste total del proyecto:

Concepto	Precio
Coste de los componentes, sin IVA	27.303,13 €
Coste de los materiales, sin IVA	3.564,57 €
Coste de la mano de obra, sin IVA	5.880,00 €
TOTAL, sin IVA:	37.667,70 €
IVA (21%):	7.910,22 €
TOTAL, IVA incluido:	45.577,92 €

Tabla 4 : Coste total del proyecto

El coste total del proyecto libre de impuestos es de: 37.667,70 € (TREINTA Y SIETE MIL SEISCIENTOS SESENTA Y SIETE EUROS CON SETENTA CÉNTIMOS) IVA no incluido.

El coste total del proyecto con impuestos incluidos es de: 45.577,92 € (CUARENTA Y CINCO MIL QUINIENTOS SETENTA Y SIETE EUROS CON NOVENTA Y DOS CÉNTIMOS) IVA incluido.



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



TRABAJO DE FIN DE GRADO

GRADO EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA

ANEXO I

VERIFICACIÓN DE LA RESISTENCIA DE LA ESTRUCTURA EXISTENTE

DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA DE
10 kWp PARA UNA BODEGA Y VIVIENDA CON CARGADOR
DE VEHÍCULO ELÉCTRICO EN LA PLANA ALTA DE CASTELLÓ

REALIZADO POR
Albert Sáenz Bermell

TUTORIZADO POR
D. Salvador Seguí Chilet

Índice

1.	Objeto del anexo.....	1
2.	Alcance.....	2
3.	Estudio de la acción climática sobre los módulos.....	3
3.1.	Acción del viento.....	3
3.2.	Acción de la nieve	5
4.	Análisis del esfuerzo sobre los anclajes	6
4.1.	Peso propio del módulo.....	6
4.2.	Cargas que actúan sobre los anclajes	6
4.2.1.	Carga debida al viento de succión (q_{vs})	7
4.2.2.	Carga debida al viento de presión (q_{vp})	7
4.2.3.	Carga debida a la nieve (q_n^*)	7
4.2.4.	Carga debida al peso propio del módulo (q_{pm})	8
4.2.5.	Equilibrio de cargas con viento de succión	8
4.2.1.	Equilibrio de cargas con viento de presión y nieve	9
4.2.2.	Verificación de la tornillería elegida	9
5.	Verificación de la estructura de la pérgola	10
5.1.	Estructura de la pérgola.....	10
5.1.1.	Masa de la cubierta de chapa	11
5.1.2.	Masa de las correas de acero:	11
5.1.3.	Peso propio total	11
5.2.	Suma de las cargas.....	12
5.2.1.	Suma de cargas sobre la pérgola con viento de succión	12
5.2.2.	Suma de cargas sobre la pérgola con viento de presión y nieve	12
5.3.	Verificación del momento resistente.....	13
5.4.	Comprobación del momento resistente del perfil.....	13
6.	Conclusiones	14

1. Objeto del anexo

El objeto de este anexo es la comprobación de que la pérgola, sobre la que el generador fotovoltaico irá anclado, será capaz de soportar los esfuerzos producidos por el peso de la estructura y los módulos, así como las acciones climáticas que se producirán sobre ellos y transmitirán a la estructura portante según las indicaciones del Código Técnico de la Edificación (CTE). Asimismo, se aportará una solución de tornillería válida para los anclajes de la estructura que sostendrá los paneles sobre la pérgola.

Para ello se realizará un cálculo de las cargas que actuarán sobre los módulos y como serán transmitidas a la estructura para después verificar que la estructura existente resistirá los esfuerzos ocasionados por dichas cargas cumpliendo las exigencias del CTE.

2. Alcance

El alcance de este anexo se limita al dimensionado de la tornillería de los anclajes y la verificación de las correas donde irá montada la estructura que soporta los módulos ya que estos son los elementos críticos más débiles de la pérgola.

No se estudiará en cualquier caso la soldadura de conexión de las correas a los pórticos ni la cimentación de dichos pórticos ya que se supone que su resistencia a las solicitaciones del estudio es mayor que la del resto de elementos.

3. Estudio de la acción climática sobre los módulos

La acción del viento es la principal carga que se dará sobre los módulos. Los módulos están elevados 50mm sobre la cubierta para evitar de forma efectiva la acumulación de nieve en caso de que se formara. En cualquier caso, dependiendo de la dirección del viento, la nieve puede ser una carga favorable o desfavorable.

3.1. Acción del viento

El viento puede actuar sobre los módulos de dos maneras, con una presión descendente (presión) o ascendente (succión), ambas perpendiculares a la superficie. Para el cálculo de esta fuerza se hará uso del documento básico de seguridad estructural para acciones en la edificación (DB-SE-AE) del código técnico de la edificación (CTE).

La presión estática del viento puede expresarse como:

$$q_e = q_b \cdot c_e \cdot c_p$$

Ecuación 1 : Cálculo de la presión estática. Fuente: DB-SE-AE

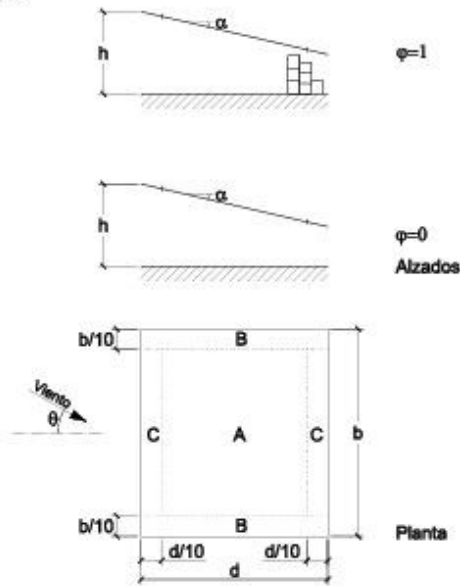
Siendo:

- q_b : presión dinámica del viento. Se puede tomar un valor generalizado de $0,5\text{kN/m}^2$.
- c_e : coeficiente de exposición. Se puede tomar un valor, para edificaciones de menos de 8 alturas de 2,0.
- c_p : coeficiente eólico o de presión. Depende de la forma de la estructura y su orientación respecto al viento. Cuyo valor viene establecido en el anejo D de DB-SE-AE.

Para hallar el valor de c_p , se supone que los módulos forman una marquesina a un agua. Por ello se hará uso de la tabla D.10 del anejo D del DB-SE-AE.

En ella se encuentra el valor de los coeficientes de presión según el efecto del viento y la inclinación de la marquesina.

Tabla D.10 Marquesinas a un agua



Pendiente de la cubierta α	Efecto del viento hacia	Factor de obstrucción φ	Coeficientes de presión exterior		
			$c_{p,10}$		
			Zona (según figura)		
			A	B	C
0°	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	0,5	1,8	1,1
	Arriba	0	-0,6	-1,3	-1,4
	Arriba	1	-1,5	-1,8	-2,2
5°	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	0,8	2,1	1,3
	Arriba	0	-1,1	-1,7	-1,8
	Arriba	1	-1,6	-2,2	-2,5
10°	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	1,2	2,4	1,6
	Arriba	0	-1,5	-2,0	-2,1
	Arriba	1	-2,1	-2,6	-2,7
15°	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	1,4	2,7	1,8
	Arriba	0	-1,8	-2,4	-2,5
	Arriba	1	-1,6	-2,9	-3,0
20°	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	1,7	2,9	2,1
	Arriba	0	-2,2	-2,8	-2,9
	Arriba	1	-1,6	-2,9	-3,0
25°	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	2,0	3,1	2,3
	Arriba	0	-2,6	-3,2	-3,2
	Arriba	1	-1,5	-2,5	-2,8
30°	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	2,2	3,2	2,4
	Arriba	0	-3,0	-3,8	-3,6
	Arriba	1	-1,5	-2,2	-2,7

Figura 1 : Tabla D.10 para el valor de c_p . Fuente: DB-SE-AE

Los módulos tienen una inclinación β de 34° sobre la pérgola en la que irán montados. Como la tabla solo dispone hasta 30° se tomará este valor y al tratarse de una superficie continua se utiliza la zona A.

Así pues, el valor de del coeficiente eólico será de 2,2 para presión y -3 para succión.

Con estos valores, se puede calcular la presión del viento sobre los módulos:

$$q_{e_presión} = 0,5 \cdot 2 \cdot 2,2 = 2,2 \text{ kN/m}^2$$

$$q_{e_succión} = 0,5 \cdot 2 \cdot (-3) = -3 \text{ kN/m}^2$$

La acción más desfavorable será la acción por debajo del módulo, es decir la carga de succión. En este supuesto la acción de la nieve sería favorable ya que actuaría de manera vertical y hacia abajo, es decir, en contra del viento de succión.

En el caso de viento por arriba del módulo, es decir, en presión la acción de la nieve sería desfavorable a la carga ya que actuarían en el mismo sentido.

3.2. Acción de la nieve

La carga de nieve actúa de manera vertical y hacia abajo. La intensidad de la carga depende del clima del lugar. El modelo de carga aportado por el CTE en el DB-SE-AE indica la forma de calcular esta carga por unidad de superficie:

$$q_n = \mu \cdot s_k$$

Ecuación 2 : Cálculo de la carga por acumulación de nieve. Fuente: DB-SE-AE

Donde:

- μ : coeficiente de forma de cubierta. 1 para cubiertas de 30°, 0 para cubiertas de 60° e interpolación lineal. Para una superficie de 34° sería: 0,87.
- s_k : valor característico de la carga horizontal para el lugar deseado.

El valor de s_k viene dado en la siguiente tabla aportada por el DB-SE-AE:

Tabla 3.8 Sobrecarga de nieve en capitales de provincia y ciudades autónomas

Capital	Altitud m	s_k kN/m ²	Capital	Altitud m	s_k kN/m ²	Capital	Altitud m	s_k kN/m ²
Albacete	690	0,6	Guadalajara	680	0,6	Pontevedra	0	0,3
Alicante / Alacant	0	0,2	Huelva	0	0,2	Salamanca	780	0,5
Almería	0	0,2	Huesca	470	0,7	SanSebas- tián/Donostia	0	0,3
Ávila	1.130	1,0	Jaén	570	0,4	Santander	0	0,3
Badajoz	180	0,2	León	820	1,2	Santander	1.000	0,7
Barcelona	0	0,2	Lérida / Lleida	150	0,5	Segovia	10	0,2
Bilbao / Bilbo	0	0,4	Logroño	380	0,6	Sevilla	1.090	0,2
Burgos	860	0,3	Lugo	470	0,6	Soria	0	0,9
Cáceres	440	0,6	Madrid	660	0,7	Tarragona	0	0,4
Cádiz	0	0,4	Málaga	0	0,6	Tenerife	950	0,2
Castellón	0	0,2	Málaga	0	0,2	Teruel	550	0,9
Ciudad Real	640	0,2	Murcia	40	0,2	Toledo	0	0,5
Córdoba	100	0,6	Orense / Ourense	130	0,4	Valencia/València	690	0,2
Coruña / A Coruña	0	0,4	Oviedo	230	0,5	Valladolid	520	0,4
Cuenca	0	0,3	Palencia	740	0,5	Vitoria / Gasteiz	650	0,7
Gerona / Girona	1.010	0,3	Palma de Mallorca	0	0,4	Zamora	210	0,4
Granada	70	1,0	Palmas, Las	0	0,2	Zaragoza	0	0,5
	690	0,4	Pamplona/Iruña	450	0,2	Ceuta y Melilla	0	0,2
		0,5			0,7			

Figura 2 : Sobrecarga de nieve en una superficie horizontal para las capitales de provincia. Fuente: DB-SE-AE

La provincia más cercana a la instalación es Castellón. Su valor para s_k es de 0,2kN/m². Ya que el lugar para el que se desea analizar las cargas (Cabanes) se encuentra a mayor altitud, se tomará el valor aportado en el anejo E del mismo documento para una zona climática 5 a 300m de altitud. Este corresponde a $s_k=0,42$ kN/m².

Así pues, aplicando la ecuación 2, la carga por nieve será:

$$q_n = 0,87 \cdot 0,42 \text{ kN/m}^2 = 0,37 \text{ kN/m}^2$$

4. Análisis del esfuerzo sobre los anclajes

Se va a calcular el efecto que tendrá la carga de los elementos climáticos sobre los puntos de anclaje a la pérgola y comprobar con que tornillería se podrá realizar el anclaje ya que no viene incluida en el kit de montaje de la estructura inclinada para apoyar los módulos.

4.1. Peso propio del módulo

El módulo utilizado es el Tensite EM500-PH el cual tiene las siguientes características físicas:

Tensite EM50-PH		
Masa	m_m	25kg
Longitud	L_m	2094mm
Ancho	Z_m	1134mm

Tabla 1 : Características del módulo empleado. Fuente: Tensite Energy

El área del panel será la siguiente:

$$A_{\text{módulo}} = L \cdot Z = 2,094 \text{ m} \cdot 1,134 \text{ m} = 2,375 \text{ m}^2$$

Conociendo este dato se puede hallar el peso propio del módulo:

$$q_{p,\text{módulo}} = \frac{m}{A} = \frac{25 \text{ kg}}{2,375 \text{ m}^2} = 10,53 \text{ kg/m}^2 = 0,103 \text{ kN/m}^2$$

4.2. Cargas que actúan sobre los anclajes

Los valores de las acciones que se obtengan cuando sean usados para la resistencia de una estructura deberán ser mayorados por un coeficiente de seguridad (γ).

Tabla 4.1 Coeficientes parciales de seguridad (γ) para las acciones

Tipo de verificación ⁽¹⁾	Tipo de acción	Situación persistente o transitoria	
		desfavorable	favorable
Resistencia	Permanente Peso propio, peso del terreno Empuje del terreno Presión del agua	1,35	0,80
		1,35	0,70
		1,20	0,90
	Variable	1,50	0
Estabilidad		desestabilizadora	estabilizadora
	Permanente Peso propio, peso del terreno Empuje del terreno Presión del agua	1,10	0,90
		1,35	0,80
		1,05	0,95
	Variable	1,50	0

⁽¹⁾ Los coeficientes correspondientes a la verificación de la resistencia del terreno se establecen en el DB-SE-C

Figura 3 : Tabla de coeficientes parciales de seguridad. Fuente: DB-SE

En el caso del estudio, se verifica la resistencia ya que se trata de anclajes. Por ello, la mayoración del peso propio del módulo será multiplicada por un factor $\gamma_{pm,\text{succión}}=0,8$ cuando el viento actúe en succión ya que actúa de manera favorable y $\gamma_{pm,\text{presión}}=1,35$ cuando el viento actúe en presión porque se trata de una carga desfavorable y la carga variable del viento y la nieve por un factor $\gamma_v=1,5$ y $\gamma_n=1,5$.

Así pues, se calculan las cargas que actuarán sobre los anclajes:

4.2.1. Carga debida al viento de succión (q_{vs})

Se realiza el cálculo de la carga por la acción del viento en succión sobre los anclajes:

$$q_{vs} = q_{e_succión} \cdot \gamma_v \cdot L_m \cdot d_a$$

Siendo:

- d_a : distancia entre anclajes, en este caso, para la estructura de sujeción de los módulos se utilizan 16 anclajes. Es decir, dos filas (A y B) de 8 anclajes, separados los anclajes de cada fila una distancia de 1,5m.

$$q_{vs} = 3 \text{ kN/m}^2 \cdot 1,5 \cdot 2,094 \text{ m} \cdot 1,5 \text{ m} = 14,14 \text{ kN}$$

4.2.2. Carga debida al viento de presión (q_{vp})

Se realiza el cálculo de la carga ocasionada por la acción del viento en presión sobre los anclajes:

$$q_{vp} = q_{e_presión} \cdot \gamma_v \cdot L_m \cdot d_a$$

$$q_{vp} = 2,2 \text{ kN/m}^2 \cdot 1,5 \cdot 2,094 \text{ m} \cdot 1,5 \text{ m} = 10,37 \text{ kN}$$

4.2.3. Carga debida a la nieve (q_n^*)

Al tratarse la nieve de una carga variable extraordinaria, la combinación de acciones en situaciones persistentes o transitorias lleva consigo un coeficiente de simultaneidad que viene establecido en el DB-SE:

Tabla 4.2 Coeficientes de simultaneidad (ψ)

	ψ_0	ψ_1	ψ_2
Sobrecarga superficial de uso (Categorías según DB-SE-AE)			
• Zonas residenciales (Categoría A)	0,7	0,5	0,3
• Zonas administrativas (Categoría B)	0,7	0,5	0,3
• Zonas destinadas al público (Categoría C)	0,7	0,7	0,6
• Zonas comerciales (Categoría D)	0,7	0,7	0,6
• Zonas de tráfico y de aparcamiento de vehículos ligeros con un peso total inferior a 30 kN (Categoría E)	0,7	0,7	0,6
• Cubiertas transitables (Categoría F)		(1)	
• Cubiertas accesibles únicamente para mantenimiento (Categoría G)	0	0	0
Nieve			
• para altitudes > 1000 m	0,7	0,5	0,2
• para altitudes ≤ 1000 m	0,5	0,2	0
Viento	0,6	0,5	0
Temperatura	0,6	0,5	0
Acciones variables del terreno	0,7	0,7	0,7

(1) En las cubiertas transitables, se adoptarán los valores correspondientes al uso desde el que se accede.

Figura 4 : Tabla de coeficientes de simultaneidad para cargas variables combinadas. Fuente: DB-SE

Al tratarse de una carga transitoria no extraordinaria, se debe observar en la tabla la columna ψ_0 , en este caso se trata de nieve a una altitud inferior a 1000m, por lo que se establece un valor $\psi_0=0,5$.

$$q_n^* = q_n \cdot \gamma_n \cdot \psi_0 \cdot L_m \cdot d_a$$

$$q_n^* = 0,37 \text{ kN/m}^2 \cdot 1,5 \cdot 0,5 \cdot 2,094 \text{ m} \cdot 1,5 \text{ m} = 0,87 \text{ kN}$$

4.2.4. Carga debida al peso propio del módulo (q_{pm})

Se realiza el cálculo de la carga por la acción del peso de los módulos sobre los anclajes, esta carga será distinta según el sentido del viento a que lleva asociado un coeficiente de seguridad dependiendo si es una carga favorable o desfavorable:

$$q_{pm_succión} = q_{p_módulo} \cdot \gamma_{pm_s} \cdot L_m \cdot d_a = 0,103 \text{ kN/m}^2 \cdot 0,8 \cdot 2,094 \text{ m} \cdot 1,5 \text{ m} = 0,256 \text{ kN}$$

$$q_{pm_presión} = q_{p_módulo} \cdot \gamma_{pm_p} \cdot L_m \cdot d_a = 0,103 \text{ kN/m}^2 \cdot 1,35 \cdot 2,094 \text{ m} \cdot 1,5 \text{ m} = 0,437 \text{ kN}$$

4.2.5. Equilibrio de cargas con viento de succión

El anclaje B será el más desfavorable, por lo que el esfuerzo calculado para este será el que deberá ser capaz de soportar todos los anclajes de la instalación.

(CTE DB-SE-AE) señala para marquesinas a un agua, que “a efectos del dimensionado de la estructura, la resultante de la acción del viento se supondrá actuando a una distancia de $d/4$, medida desde el borde de barlovento.” (p.36) En este caso se trata del borde superior para viento de succión.

El peso del módulo se considera a la mitad de la longitud del panel.

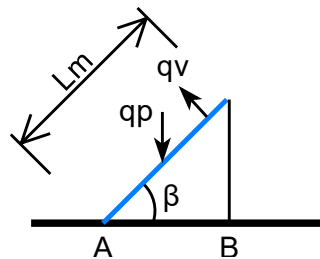


Figura 5 : Diagrama de acción de las cargas con viento de succión

El equilibrio de cargas en este punto viene dado por la siguiente ecuación, siendo el esfuerzo en el anclaje B el más desfavorable:

$$T_B \cdot L_m \cdot \cos(\beta) + q_{pm_succión} \cdot \frac{1}{2} \cdot L_m \cdot \cos(\beta) - q_{vs} \cdot \frac{3}{4} \cdot L_m = 0$$

Operando se obtiene que la tracción en el anclaje B será:

$$T_B = \frac{q_{vs} \cdot \frac{3}{4} - q_{pm_succión} \cdot \frac{1}{2} \cdot \cos(\beta)}{\cos(\beta)} = \frac{14,14 \text{ kN} \cdot \frac{3}{4} - 0,256 \text{ kN} \cdot \frac{1}{2} \cdot \cos(34^\circ)}{\cos(34^\circ)} = 12,66 \text{ kN}$$

En el anclaje A, la suma de las cargas será:

$$T_A = q_{pm_succión} - q_{vs} \cdot \cos(\beta) + T_B$$

$$T_A = 0,256 \text{ kN} - 14,14 \text{ kN} \cdot \cos(34^\circ) + 12,66 = 1,19 \text{ kN}$$

Los anclajes empleados deben asegurar un esfuerzo a tracción de 12,66kN.

4.2.1. Equilibrio de cargas con viento de presión y nieve

En este supuesto, la acción del viento se localiza a $\frac{1}{4}$ del borde inferior del módulo, el peso propio del módulo y la nieve en la mitad de la longitud del panel.

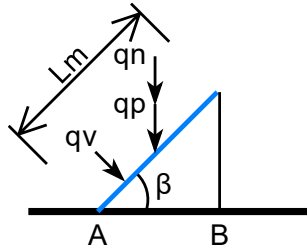


Figura 6 : Diagrama de acción de las cargas con viento de presión

El equilibrio de cargas en el punto B será:

$$R_B \cdot L_m \cdot \cos(\beta) - (q_{pm_{presión}} + q_n^*) \cdot \frac{1}{2} \cdot L_m \cdot \cos(\beta) - q_{vp} \cdot \frac{1}{4} \cdot L_m = 0$$

La compresión en el anclaje B será:

$$R_B = \frac{(q_{pm_{presión}} + q_n^*) \cdot \frac{\cos(\beta)}{2} + \frac{q_{vp}}{4}}{\cos(\beta)} = \frac{(0,437 + 0,87)kN \cdot \frac{\cos(34^\circ)}{2} + \frac{10,37}{4}kN \cdot}{\cos(34^\circ)} = 3,78 kN$$

En el anclaje A, la suma de cargas será:

$$R_A = q_{pm_{presión}} + q_{vp} \cdot \cos(\beta) + q_n^* - R_B$$

$$R_A = 0,437 kN + 10,37 kN \cdot \cos(34^\circ) + 0,87 kN - 3,78 kN = 9,9 kN$$

El anclaje más desfavorable será el anclaje A trabajando a compresión.

4.2.2. Verificación de la tornillería elegida

La combinación más desfavorable será el viento actuando en succión con una carga total de 12,66kN en cada anclaje, por lo que se verificará la tornillería para este supuesto.

Para el anclaje se verifica si será suficiente el uso de tornillería 8.8 M8:

Un tornillo de métrica M8 tiene un diámetro (D_{M8}) de 8mm, por lo que su sección del tornillo será:

$$A_{M8} = \pi \cdot (D_{M8}/2)^2 = \pi \cdot (8/2)^2 = 50,26 mm^2$$

Para una calidad 8.8, la resistencia mínima a la tracción (R_m) del tornillo viene dada por el primer número multiplicado por 100 en N/mm^2 . Es decir, Un tornillo 8.8 tiene una $R_m=800N/mm^2$. Esto es el esfuerzo que soportará antes de llegar al punto de rotura.

Por lo que la resistencia del anclaje con este tornillo será la siguiente:

$$R_{m_{anclaje}} = A_{M8} \cdot R_{m8.8} = 50,26 mm^2 \cdot 800 \frac{N}{mm^2} = 400208 N = 40,02 kN$$

Para calcular la tensi3n del l3mite el3stico (R_e) de un tornillo de calidad 8.8 se realiza el producto de R_m por el segundo n3mero entre 10. Es decir, $R_e = 640 \text{ N/mm}^2$. Esto es la tensi3n m3xima que soporta en tracci3n antes de deformarse completamente. Por lo que la resistencia del l3mite el3stico del tornillo 8.8 M8, ser3:

$$R_{e_anclaje} = A_{M8} \cdot R_{e8.8} = 50,26 \text{ mm}^2 \cdot 640 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2} = 32166 \text{ N} = 36,17 \text{ kN}$$

Al ser ambos valores superiores al esfuerzo m3ximo calculado, es decir, con viento actuando por debajo de los m3dulos, que deber3n soportar los anclajes, ser3 suficiente para soportar la acci3n de las cargas realizando anclajes cada 1,5m con tornillos 8.8 M8.

5. Verificaci3n de la estructura de la pèrgola

Para calcular el efecto de este esfuerzo sobre las correas portantes, primero se debe hallar el peso propio de la correa, tras eso se debe realizar la suma de todas las cargas que act3an y finalmente verificar que la estructura es v3lida.

5.1. Estructura de la pèrgola

La pèrgola sobre la que realiza la instalaci3n tiene unas dimensiones de 12m de largo y una profundidad de 6,5m medidos sobre la cubierta. En ella discurren 6 correas de perfil Z200x2,5 a lo largo de la cara larga y separadas 1,1m entre ellas. Estas est3n sostenidas por 4 p3rticos a un agua de acero laminado en caliente de perfil IPE 240. Por lo que cada correa act3a como 3 vigas de un solo vano de 4m.

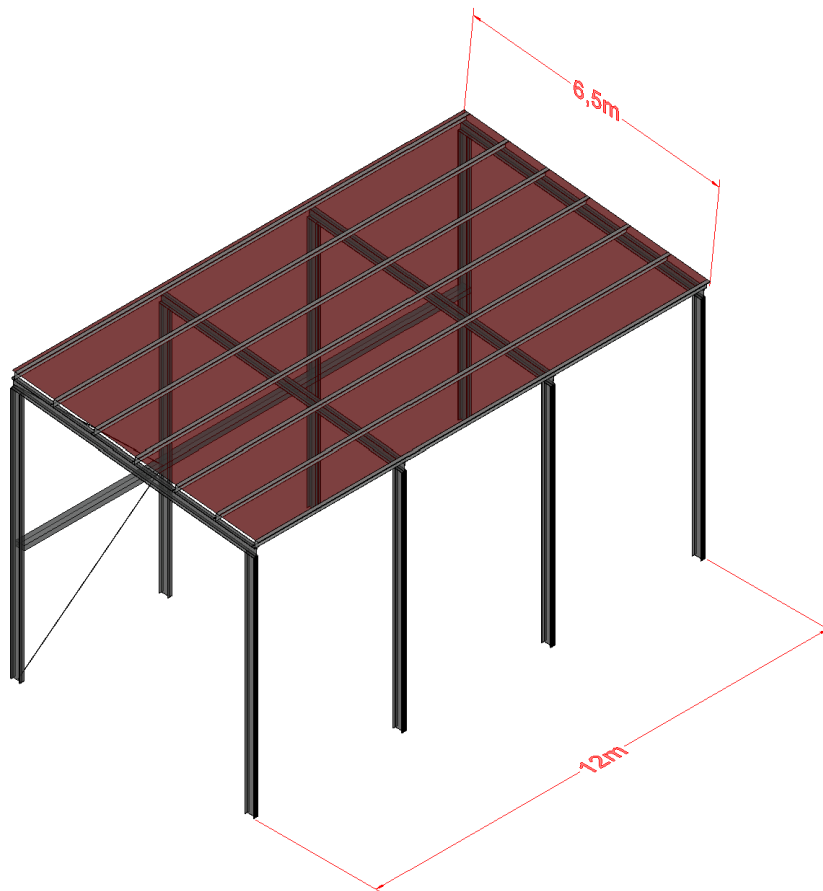


Figura 7 : Modelo de la pèrgola que se desea verificar

5.1.1. Masa de la cubierta de chapa

Se trata de una cubierta de chapa lacada de 0,8mm de espesor. Su área es la que cubre toda la pérgola, es decir 12m de largo y 6,5m de ancho. Por lo tanto, su área será la siguiente:

$$A_{pérgola} = L \cdot Z = 12 \text{ m} \cdot 6,5 \text{ m} = 78 \text{ m}^2$$

Una vez se conoce el área se multiplica por su peso teórico, en este caso se supone un acero DX51D cuyo peso por unidad de área es de 6,4kg/m² para este espesor. Así pues, el peso de la cubierta de chapa será el siguiente:

$$m_{cubierta} = A_{pérgola} \cdot m_{DX51D} = 78 \text{ m}^2 \cdot 6,4 \frac{\text{kg}}{\text{m}^2} = 499,2 \text{ kg}$$

5.1.2. Masa de las correas de acero:

La separación entre correas es de 1,1 m, por lo que hay un total de 6 correas que discurren de manera paralela a la cara larga.

Estas correas son de perfil Z, con una altura de 200 mm y fabricadas en acero galvanizado S235JR de un espesor de 2,5 mm.

Como las correas discurren por la totalidad de la cara larga de la pérgola, la longitud de cada una es de 12m. Conociendo la masa por metro lineal de este perfil que es de 7,29 kg/m se calcula la masa total de las correas:

$$m_{correas} = L_{correa} \cdot m_{lineal_correa} \cdot n_{correas} = 12\text{m} \cdot 7,29 \frac{\text{kg}}{\text{m}} \cdot 6 = 524,9 \text{ kg}$$

5.1.3. Peso propio total

La masa total de la estructura será la suma las masas de las correas y la cubierta de chapa:

$$m_{estructura} = m_{cubierta} + m_{correas} = 499,2 \text{ kg} + 524,9 \text{ kg} = 1024,1 \text{ kg}$$

Dividiendo esta masa por el área de la pérgola se obtiene:

$$q_{p_estructura} = \frac{m_{estructura}}{A_{pérgola}} = \frac{1024,1 \text{ kg}}{78 \text{ m}^2} = 13,13 \text{ kg/m}^2 = 0,129 \text{ kN/m}^2$$

5.2. Suma de las cargas

5.2.1. Suma de cargas sobre la pérgola con viento de succión

Se calcula la carga equivalente sobre la cubierta en el suceso de viento actuando por debajo de los módulos:

$$q_{T_{succión}} = \frac{T_B + T_A}{L_m \cdot \cos(\beta) \cdot d_a} = \frac{12,66 \text{ kN} + 1,19 \text{ kN}}{2,094 \text{ m} \cdot \cos(34^\circ) \cdot 1,5 \text{ m}} = 5,32 \text{ kN/m}^2$$

La carga total será la que viene dada por la siguiente expresión:

$$q_{total} = (q_T - q_{p_{estructura}} \cdot \gamma_{pp}) \cdot d$$

Ecuación 3 : Carga total transmitida a la estructura

Siendo:

- q_T : calculada anteriormente ya mayorada por lo que no se debe multiplicar otra vez por el factor de seguridad.
- d : distancia de separación entre correas: 1,1m
- γ_{pp} : coeficiente de seguridad de 0,8 al ser una acción favorable.

Con estos datos se calcula el total de las cargas sobre la estructura portante, es decir, cada correa.

$$q_{total} = (5,32 \text{ kN/m}^2 - 0,129 \text{ kN/m}^2 \cdot 0,8) \cdot 1,1 \text{ m} = 5,73 \text{ kN/m}$$

5.2.2. Suma de cargas sobre la pérgola con viento de presión y nieve

Se procede a comprobar el cálculo de la carga equivalente sobre la cubierta en caso de viento de presión y nieve, así la carga variable será:

$$q_{T_{presión}} = \frac{R_B + R_A}{L_m \cdot \cos(\beta) \cdot d_a} = \frac{3,78 \text{ kN} + 9,9 \text{ kN}}{2,094 \text{ m} \cdot \cos(34^\circ) \cdot 1,5 \text{ m}} = 5,25 \text{ kN/m}^2$$

para este suceso se utiliza un coeficiente de seguridad del peso propio de la estructura de 1,35 ya que actúa de manera desfavorable, se hace uso de la ecuación 3 para calcular el total de las cargas sobre cada correa:

$$q_{total} = (5,25 \text{ kN/m}^2 + 0,129 \text{ kN/m}^2 \cdot 1,35) \cdot 1,1 \text{ m} = 5,9 \text{ kN/m}$$

5.3. Verificación del momento resistente

El momento flector máximo que se obtiene para esta carga distribuida sobre las correas se calcula mediante la siguiente expresión:

$$M_{m\acute{a}x} = \frac{q_{total} \cdot L^2}{8}$$

Ecuación 4 : Momento máximo en la viga

Siendo:

- L: longitud de los vanos de las correas, en este caso al tratarse de una pérgola de 12m en su cara larga formada por 4 pórticos, la longitud de los vanos es de 4m.

Se emplea la carga sobre las correas más desfavorable para la estructura, es decir con el viento en presión. Siente $q_{total}=5,9$ kN/m

Obteniendo el siguiente momento flector máximo que soportarán las correas:

$$M_{m\acute{a}x} = \frac{5,9 \text{ kN/m} \cdot 4^2 \text{ m}^2}{8} = 11,8 \text{ kNm}$$

Una vez conocido el momento flector máximo que actúa sobre las vigas, se debe averiguar el módulo resistente sobre el eje x (w_x) y comprobar que no supera el módulo resistente del perfil utilizado. Para ello se hace uso de la siguiente ecuación:

$$w_x(\text{cm}^3) = \frac{M_{m\acute{a}x}(\text{Nm})}{\sigma_{S235JR}(\text{MPa})}$$

Ecuación 5 : Módulo resistente calculado

Donde:

- σ_{S235JR} : límite elástico del acero S235JR, 235MPa

Así pues, el momento resistente máximo será:

$$w_x = \frac{11,8 \text{ kNm} \cdot 1000 \frac{\text{Nm}}{\text{kNm}}}{235 \text{ MPa}} = 50,21 \text{ cm}^3$$

5.4. Comprobación del momento resistente del perfil

El perfil empleado en las correas es el Z 200X2,5. Es decir, una altura de 200 mm y 2,5 mm de espesor. Fabricado en acero S235JR galvanizado.

Se debe verificar que el módulo resistente en el eje x de dicho perfil sea superior al módulo resistente máximo calculado para poder asegurar que la estructura resistirá las sollicitaciones máximas que se han calculado.

Los datos técnicos del perfil vienen en la siguiente tabla proporcionada por el fabricante:

Datos Técnicos	Dimensiones				A		M	X _G	Y _G	Referido al eje X-X			Referido al eje Y- Y		
	Designación del perfil	h mm	b1 mm	b2 mm	c mm	e mm	cm ²	kg/m	cm	cm	Ix cm ⁴	Wx cm ³	ix cm	Iy cm ⁴	Wy cm ³
Z100X2	100	55	48	20	2	4,31	3,38	4,9	5	69,11	13,3	3,94	27	5,3	2,52
Z100X2,5	100	55	48	20	2,5	5,36	4,21	4,88	5	84,31	16,05	3,92	33,26	6,6	2,49
Z100X3	100	55	48	20	3	6,35	4,98	4,85	5	99,02	19	3,89	40,2	8	2,46
Z125X2	125	55	48	20	2	4,81	3,78	4,86	6,25	116,48	17,93	4,85	27	5,4	2,36
Z125X2,5	125	55	48	20	2,5	5,98	4,69	4,83	6,25	141,86	21,35	4,83	33,26	6,6	2,33
Z125X3	125	55	48	20	3	7,1	5,57	4,81	6,25	166,72	25,42	4,81	40,2	8	2,29
Z150X2	150	55	48	20	2	5,31	4,17	4,83	7,5	178,55	23	5,75	27	5,5	2,24
Z150X2,5	150	55	48	20	2,5	6,6	5,18	4,8	7,5	218,09	28,07	5,73	33,36	6,71	2,2
Z150X3	150	55	48	20	3	7,85	6,16	4,78	7,5	257	33,2	5,7	40,3	8,06	2,17
Z175X2	175	55	48	20	2	5,81	4,56	4,81	8,75	272,57	30,75	6,68	33,95	7,33	2,38
Z175X2,5	175	55	48	20	2,5	7,23	5,68	4,79	8,75	336,36	37,7	6,65	43,06	8,01	2,35
Z175X3	175	55	48	20	3	8,6	6,75	4,77	8,75	397	44	6,62	51,48	10,48	2,31
Z200X2	200	80	70	20	2	7,5	5,89	7,2	10	464,2	45,32	7,86	88,3	10,92	3,43
Z200X2,5	200	80	70	20	2,5	9,29	7,29	7,18	10	571,71	55,64	7,84	109	14,27	3,4
Z200X3	200	80	70	20	3	11,05	8,67	7,15	10	677,25	66,02	7,81	130	17,1	3,36
Z225X2	225	80	70	20	2	8	6,28	7,17	11,25	609,9	52,9	8,72	87,57	12,2	3,3
Z225X2,5	225	80	70	20	2,5	9,92	7,79	7,14	11,25	751,06	65	8,68	108,7	14	2,26
Z225X3	225	80	70	20	3	11,8	9,26	7,12	11,25	890,1	77,4	8,59	127,5	16,76	2,22
Z250Z2	250	80	70	20	2	8,50	6,67	7,34	12,50	782,00	60,86	9,60	87,57	11,40	3,24
Z250Z2	250	80	70	20	2,5	10,54	8,27	7,11	12,50	962,84	75,30	9,57	108,82	14,25	3,21
Z250Z2	250	80	70	20	3	12,55	9,82	7,09	12,5	1138,20	89,00	9,54	128,60	16,08	3,17

Figura 8 : Tabla de datos técnicos de la correa empleada. Obtenido de Deformac

El módulo resistente para este perfil es de 55,64 cm³. Es decir, mayor que el módulo resistente calculado de 50,21 cm³ para la carga máxima que experimentará. Por lo tanto, se considerará válida la pérgola para el montaje del campo fotovoltaico.

6. Conclusiones

Tras analizar las cargas que experimentará la estructura en el peor de los casos, se verifica positivamente que la pérgola es válida y soportará los esfuerzos causados por las acciones climáticas más desfavorables por el montaje del generador fotovoltaico diseñado en el proyecto. Esto es debido a que dicha estructura fue construida teniendo en cuenta una sobrecarga mayor a la necesaria para poder instalar módulos fotovoltaicos apoyados sobre una estructura inclinada sobre ella.

También se ha comprobado que la tornillería 8.8M8, será suficiente para realizar los anclajes para la separación indicada por el fabricante de la estructura de inclinación de los módulos, la cual no incluye tornillos.