



universidad
de león



Escuela de Ingenierías Industrial, Informática y Aeroespacial

GRADO EN INGENIERÍA EN ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA

Trabajo de Fin de Grado

ESTUDIO DE SISTEMA DE RECARGA DE DRONES EN
ENTORNOS AISLADOS

STUDY OF DRONE CHARGING SYSTEM IN ISOLATED
ENVIRONMENTS

Autor: Daniel Guzmán Pérez Miranda
Tutor: David Borge Diez

(Julio, 2022)

UNIVERSIDAD DE LEÓN
Escuela de Ingenierías Industrial, Informática y
Aeroespacial

GRADO EN INGENIERÍA EN ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y
AUTOMÁTICA
Trabajo de Fin de Grado

ALUMNO: Daniel Guzmán Pérez Miranda

TUTOR: David Borge Diez

TÍTULO: Estudio de sistema de recarga de drones en entornos aislados

CONVOCATORIA: Julio, 2022

RESUMEN:

Estudio y diseño de solución propuesta para recarga de drones mediante WPT en entornos aislados en los cuales no se disponga de posibilidad de conexión a la red eléctrica. Esta solución se concibe como base de operaciones de UAVs para el control y protección del terreno ante desastres medioambientales, así como otros propósitos como la parametrización y registro de campos de cultivo. Debido a la concepción de esta como herramienta en múltiples ámbitos y como una solución para diferentes emplazamientos, así como diferentes UAVs se busca que el diseño sea modular y de fácil adaptabilidad para estos diferentes requerimientos. A su vez debido a la instalación de este sistema en entornos aislados se busca en el planteamiento de esta opción la minimización del mantenimiento necesario, y un proceso de puesta a punto sencillo. Por lo cual, se establece como requisito el empleo del mínimo número de elementos móviles. Para poder llevar a cabo este concepto, se propone como solución una estructura modular con una instalación fotovoltaica aislada de red en conexión con un sistema de recarga WPT que controla y protege la recarga de los dispositivos. Como ejemplo de modularidad se presentan tres posibles alternativas de configuración del sistema estructural adaptando el número de módulos implementados en cada una de ellas. Los diseños de estas estructuras han sido desarrollados y comprobados a través del software Solidworks y de su

correspondiente complemento Solidworks Simulation. Como ejemplo de aplicación e instalación de esta estructura se realiza un dimensionado de equipamientos siguiendo la normativa en instalaciones aisladas de red vigente en España, tomando como referencia las condiciones climáticas del emplazamiento propuesto como ejemplo situado en un terreno rústico en Posada de Valdeón, León. El conjunto de los datos de irradiación y análisis de la instalación fotovoltaica han podido ser interpretados mediante el análisis de los datos obtenidos a través de PVGIS.

ABSTRACT:

Study and design of a proposed solution for recharging drones through WPT in isolated environments in which there is no possibility of connecting to the electrical network. This solution is conceived as a base of operations for UAVs for the control and protection of the land against environmental disasters, as well as other purposes such as the parameterization and registration of crop fields. Due to the conception of this as a tool in multiple areas and as a solution for different locations, as well as different UAVs, the design is intended to be modular and easily adaptable to these different requirements. In turn, due to the installation of this system in isolated environments, the approach of this option seeks to minimize the necessary maintenance, and a simple set-up process. Therefore, the use of the minimum number of mobile elements is established as a requirement. In order to carry out this concept, a modular structure with a photovoltaic installation isolated from the network in connection with a WPT recharging system that controls and protects the recharging of the devices is proposed as a solution. As an example of modularity, three possible configuration alternatives of the structural system are presented, adapting the number of modules implemented in each of them. The designs of these structures have been developed and tested using Solidworks software and its corresponding Solidworks Simulation add-on. As an example of the application and installation of this structure, a dimensioning of equipment is carried out following the regulations on isolated installations from the current network in Spain, taking as a reference the climatic conditions of the proposed site as an example located on a rustic plot of land in Posada de Valdeón, León.

The set of irradiation data and analysis of the photovoltaic installation have been interpreted by analyzing the data obtained through PVGIS.

Palabras clave: drones, UAV, WPT, fotovoltaica, entornos aislados, instalaciones aisladas.

Firma del alumno:

VºBº Tutor:

Índice de contenidos

Glosario de signos, símbolos, unidades, acrónimos, términos o abreviaturas	1
Introducción	2
1 OBJETIVOS Y REQUISITOS DEL SISTEMA.....	3
Principios físicos de funcionamiento de la estación de recarga	4
2 SISTEMA DE CARGA	4
2.1 INDUCCIÓN ELECTROMAGNÉTICA.....	4
2.2 ECUACIONES DE MAXWELL.....	4
3 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	5
3.1 EFECTO FOTOELÉCTRICO	6
Sistema eléctrico	7
4 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	7
5 INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA DE RED.....	8
6 DISPOSITIVOS QUE INTERVIENEN EN LA INSTALACIÓN.....	8
6.1 PANELES SOLARES FOTOVOLTAICOS	8
6.2 BATERÍAS SOLARES.....	12
6.3 REGULADORES DE CARGA.....	13
6.4 INVERSOR SOLAR.....	15
Sistema de carga inalámbrica	16
7 WPT	16
8 REQUISITOS DEL SISTEMA	17
9 SELECCIÓN DE TECNOLOGÍA.....	18
10 DISPOSITIVOS QUE INTERVIENEN EN LA INSTALACIÓN	19

10.1	DISPOSITIVOS UBICADOS EXTERNAMENTE.....	19
10.2	DISPOSITIVOS UBICADOS A BORDO.....	20
10.3	DISPOSITIVOS SELECCIONADOS.....	20
11	CONEXIONADO DE LOS DISPOSITIVOS.....	23
Estructura		24
12	PARTE 1: BASE.....	25
13	PARTE 2: MÓDULO ELÉCTRICO.....	26
14	PARTE 3: MÓDULO DE CARGA DE DRON.....	28
15	PARTE 4: ESTRUCTURA DE PANELES SOLARES CONFIGURABLE.....	30
16	EJEMPLOS DE POSIBLES CONFIGURACIONES.....	32
17	ANÁLISIS ESTRUCTURAL.....	33
17.1	ACCIONES PERMANENTES.....	33
17.2	ACCIONES VARIABLES.....	36
Consumo eléctrico estimado.....		44
Propuesta ejemplo.....		47
18	EMPLAZAMIENTO PROPUESTO.....	47
19	OBJETO DE LA INSTALACIÓN EN EMPLAZAMIENTO PROPUESTO.....	48
20	IRRADIANCIA SOLAR EN EMPLAZAMIENTO PROPUESTO.....	49
21	PERDIDAS INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA EN EMPLAZAMIENTO PROPUESTO	50
21.1	CÁLCULOS DE LA INSTALACIÓN.....	52
22	PÉRDIDAS INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA EN EMPLAZAMIENTO PROPUESTO	53
22.1	CÁLCULOS DE LA INSTALACIÓN.....	55
23	DIMENSIONADO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA MEDIANTE PCT-A-REV-FEBRERO 2009.....	56
23.1	APARTADOS A SEGUIR.....	56

23.2	GENERADOR FOTOVOLTAICO	59
23.3	ACUMULADOR	61
23.4	REGULADOR DE CARGA	62
23.5	INVERSOR	62
23.6	SIMULACIÓN Y RESULTADOS	63
24	ALTERNATIVA DE DIMENSIONADO	65
25	PROTECCIONES ELÉCTRICAS	67
25.1	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	67
25.2	ACUMULADOR	68
25.3	PROTECCIONES AGUAS ABAJO	68
26	CABLEADO	69
26.1	CABLEADO DE CC	70
26.2	CABLEADO CA	72
	Análisis económico	74
27	ALTERNATIVA DE SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA	78
28	IMPACTO ECONÓMICO INCENDIOS FORESTALES	80
	Conclusiones	83
	Lista de referencias	84
	Anexo I - Datasheets	88
	Anexo II - Informes generados	97
	Anexo III- Planos del sistema	102

Índice de figuras

Figura 3.1 Disección de las capas de un panel solar fotovoltaico [12]	9
Figura 3.2 Diagrama de capas célula solar fotovoltaica [13].....	10
Figura 4.1 Esquemización tecnologías WPT	17
Figura 4.2 Comparativa gráfica eficiencia tecnologías WPT	19
Figura 4.3 Esquema TR-302 [26]	21
Figura 4.4 Esquema TC-200 y OC-262-ST [26]	22
Figura 4.5 Esquema e imagen real RC-100 [26]	22
Figura 4.6 Esquemización equipamiento del sistema de recarga	23
Figura 5.1 Vista isométrica modelo 3D Base	25
Figura 5.2 Vista isométrica modelo 3D Módulo Eléctrico con abierto y cerrado .	27
Figura 5.3 Vista frontal modelo 3D Módulo Eléctrico con abierto y cerrado	27
Figura 5.4 Vista dimétrica modelo 3D Módulo de carga de dron abierto y cerrado	29
Figura 5.5 Vista isométrica modelo 3D Módulo de carga de dron abierto y cerrado	29
Figura 5.6 Vista frontal modelo 3D Módulo de carga de dron abierto y cerrado .	29
Figura 5.7 Vista isométrica modelo 3D Estructura paneles.....	31
Figura 5.8 Modelos 3D ensamblaje completo A) 1 ME+1 MCD B) 2 ME+1 MCD	32
Figura 5.9 Modelo 3D ensamblaje completo C) 2 ME+2 MCD	33
Figura 5.10 Resultado simulación de tensiones por peso propio mediante Solidworks	35
Figura 5.11 Resultado simulación de desplazamientos por peso propio mediante Solidworks	35
Figura 5.12 Valor básico de la velocidad del viento en el territorio español [28]	37
Figura 5.13 Resultado simulación de tensiones por acción del viento en dirección normal a los módulos FV mediante Solidworks	39
Figura 5.14 Resultado simulación de desplazamientos por acción del viento en dirección normal a los módulos FV mediante Solidworks	40

Figura 5.15 Resultado simulación de tensiones por acción del viento en dirección lateral mediante Solidworks.....	40
Figura 5.16 Resultado simulación de desplazamientos por acción del viento en dirección lateral mediante Solidworks.....	41
Figura 5.17 Resultado simulación de tensiones por acción de la nieve mediante Solidworks	42
Figura 5.18 Resultado simulación de desplazamientos por acción de la nieve mediante Solidworks.....	43
Figura 7.1 Parcela de suelo rústico 230, polígono 11 Posada de Valdeón (León) [36]	47
Figura 7.2 Distancia a línea de red más cercana desde ubicación propuesta para estación de carga	48
Figura 7.3 Representación gráfica irradiación solar en un plano de inclinación óptima.....	50
Figura 7.4 Representación gráfica promedio de 24 h de temperatura	50
Figura 7.5 Esquemización ángulo establecido en estructura de sujeción de paneles configurable.....	51
Figura 7.6 Cálculo inclinación límite en función del ángulo azimut [25].....	52
Figura 7.7 Ángulo de inclinación β y ángulo de azimut α [38]	54
Figura 7.8 Panel solar SZ-160-36M 160W [39].....	60
Figura 7.9 Batería RITAR RA12-200 [40]	61
Figura 7.10 Regulador Solar System PC1500B-20 [41]	62
Figura 7.11 Inversor Victron Phoenix 12V 500VA [42]	63
Figura 7.12 Representación gráfica rendimiento batería simulación de dimensionado original	64
Figura 7.13 Representación gráfica electricidad generada simulación de dimensionado original	64
Figura 7.14 Representación gráfica estado de carga simulación de dimensionado original.....	64
Figura 7.15 Representación gráfica rendimiento batería simulación de alternativa de dimensionado.	66
Figura 7.16 Representación gráfica electricidad generada simulación de alternativa de dimensionado.	66

Figura 7.17 Esquematización conexas del cableado del equipamiento FV ..	67
Figura 8.1 Hectáreas calcinadas y número de incendios anuales territorio español [53]	81

Índice de cuadros y tablas

Tabla 4.1 Características baterías modelos de dron de uso profesional	17
Tabla 5.1 Valores del coeficiente de exposición [28]	38
Tabla 5.2 Valores coeficiente eólico [28]	38
Tabla 5.3 Sobrecarga de nieve por provincias [28]	42
Tabla 6.1 Consumo eléctrico estimado por segmentos temporales establecidos [Wh/día]	46
Tabla 7.1 Media (2018-2020) Irradiación solar y temperatura mensual en ubicación seleccionada	49
Tabla 7.2 Datos irradiación mensual en emplazamiento propuesto para $\alpha = 0$ y $\beta = 32,6$ expresado en kWh/(m ² ·mes))	53
Tabla 7.3 Límites pérdidas de radiación del generador [26]	54
Tabla 7.4 Ángulo de inclinación óptima por periodos de diseño habituales [38]	55
Tabla 7.5 Intensidades admisibles al aire a 40° de los conductores expuesto en ITC-19 [44].	70
Tabla 7.6 Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir expuesto en ITC-21 [46].	71
Tabla 8.1 Desglose presupuestario sin IVA configuración 1ME + 1MCD	74
Tabla 8.2 Desglose presupuestario sin IVA configuración 2ME + 1MCD	75
Tabla 8.3 Desglose presupuestario sin IVA configuración 2ME + 2MCD	76
Tabla 8.4 Comparativa costes totales de las configuraciones presentadas	78
Tabla 8.5 Desglose de costes de instalación de línea de distribución de baja tensión en canalización entubada	79

Glosario de signos, símbolos, unidades, acrónimos, términos o abreviaturas

UAV: Unmanned Aerial Vehicle

WPT: Wireless Power Transmission

FV: Fotovoltaico, fotovoltaica, fotovoltaicos, fotovoltaicas

GEI: Gases Efecto Invernadero

PWM: Pulse Width Modulation

MPPT: Maximum Power Point Tracker

FCC: Federal Communications Commission

CE: Conformité Européenne

EMC: Electromagnetic Compatibility

CC: Corriente Continua

AC: Corriente Alterna

ME: Módulo Eléctrico

MCD: Módulo Carga Dron

PR: Performance Ratio

I_{mp} : Intensidad máxima potencia

V_{mp} : Voltaje máxima potencia

V_{oc} : Open-circuit Voltage

I_{sc} : Short-circuit current

SNM: Sobre Nivel del Mar

Introducción

Cuando se emplea término dron se hace referencia a la palabra inglesa “*drone*” cuya traducción original era zángano. Posteriormente este término comenzó a hacer referencia también a las aeronaves no tripuladas pues el sonido de estos dispositivos de origen militar se asimilaba al de estos insectos [1].

Estos dispositivos también se pueden referenciar como UAV (Unmanned Aerial Vehicle) y el inicio de su desarrollo se remonta a la primera guerra mundial el cual en última instancia condujo al desarrollo de misiles de crucero como los *Harpoon* o los *Tomahawk* [2].

Sin embargo, en los últimos años los drones se han convertido en dispositivos comunes en nuestra sociedad. Estos artefactos de origen militar han pasado a ser herramientas muy empleadas también dentro de otros ámbitos diferentes para los que fueron concebidos: aplicaciones académicas, científicas e incluso como método de ocio.

El uso de estos plantea la posibilidad de empleo de una herramienta de monitoreo de alta eficacia de reducido coste la cual no requiere conocimientos de alta tecnología en todo tipo de localizaciones. Por lo que se presenta como una solución idónea para países con todo tipo de economías.

Además de considerarse como una herramienta idónea para el monitoreo estos sirven también como una excelente tecnología para tareas de búsqueda, comunicación, entrega de cargas, control de campos, etc.

A pesar de todas las ventajas que supone el empleo de estos dispositivos, estos actualmente se enfrentan a un gran obstáculo cuando se hace referencia a la capacidad de las baterías. Hoy por hoy las baterías eléctricas suponen la mayor limitación en la implantación de esta tecnología [3].

El problema radica en las dimensiones de estas. Pues si se quiere ampliar su capacidad, su peso y dimensiones se ven aumentados de forma proporcional. Por lo que los UAVs acaban necesitando realizar un mayor esfuerzo para efectuar los vuelos.

Es por esto por lo que el mayor porcentaje de este tipo de instrumentos cuenta con una duración promedio de vuelo en torno a la media hora. De forma

consecuente los periodos de carga de estas baterías también son bajos. Sin embargo, la recarga de estas baterías se antoja inviable en numerosas localizaciones aisladas alejadas de la red eléctrica por lo que estos acaban teniendo imposible su implementación en este tipo de ubicaciones a pesar de contar con características técnicas idóneas para este tipo de ubicaciones.

Por ello en esta documentación se plantea una solución de sistema de recarga de drones en entornos aislados mediante la implementación de sistemas adaptables óptimos para este tipo de emplazamientos.

1 OBJETIVOS Y REQUISITOS DEL SISTEMA

Como se ha mencionado, se va a plantear una solución de sistema de recarga de drones para todo tipo de emplazamientos aislados. La finalidad de empleo de los drones no queda definida en esta documentación, pues el sistema a plantear pretende poder dar cabida a todo tipo de finalidades. Por ello este busca tener un alto grado de adaptabilidad a diferentes entornos y dispositivos.

El objetivo final es emplear este estudio como documentación de partida para el desarrollo final de un sistema de recarga. De esta forma se presenta una solución con una orientación conceptual, pues la instalación final de este sistema precisará del desarrollo de un proyecto técnico para cualquiera que sea su ubicación final, efectuando los cambios necesarios que dicte la normativa a emplear en ese emplazamiento.

De esta forma la solución que se plantea a continuación en los posteriores capítulos de esta documentación busca ser un sistema sencillo, de mínimo mantenimiento y con un proceso de puesta a punto sencillo.

En adición a esto, debido a las condiciones del emplazamiento y la falta de control humano en el proceso de recarga la solución propuesta cuenta con un sistema de recarga autónomo el cual es efectuado mediante el empleo de dispositivos basados en WPT (Wireless Power Transmission) los cuales se alimentan mediante una estructura de generación eléctrica FV (Fotovoltaica).

Principios físicos de funcionamiento de la estación de recarga

En este capítulo se trata de explicar los principales efectos detrás del funcionamiento de esta instalación. A continuación, se pretende exponer conceptos relacionados tanto con el sistema de producción eléctrica empleado (generación solar fotovoltaica), como del sistema carga de los dispositivos.

2 SISTEMA DE CARGA

Para entender el funcionamiento del sistema de carga expuesto en este documento es necesario conocer y entender el principal fenómeno físico detrás de este, la inducción electromagnética.

2.1 INDUCCIÓN ELECTROMAGNÉTICA

La inducción electromagnética es el proceso por el cual campos magnéticos generan campos eléctricos. Al generarse un campo eléctrico en un material conductor, los portadores de carga se verán sometidos a una fuerza y se inducirá una corriente eléctrica en el conductor. Esto fue por primera vez definido en documentos escritos por Michael Faraday en el año 1831 [4].

Para el descubrimiento de este fenómeno fueron imprescindibles los hallazgos de Hans Christian Ørsted en 1820 quien comprobó cómo el paso de corriente eléctrica a través de un conductor generaba un campo magnético a su alrededor.

2.2 ECUACIONES DE MAXWELL

Sin embargo, no fue hasta 1864 cuando James Clerk Maxwell sintetizó y unificó los experimentos de Faraday junto a otras teorías, observaciones y ecuaciones de electricidad, óptica y magnetismo mediante un conjunto de ecuaciones matemáticas por las cuales se describe el comportamiento de este fenómeno, el cual Maxwell denominó electromagnetismo [5]. A continuación, desde la ecuación (2.1) a la ecuación (2.4) se muestran las ecuaciones de Maxwell para la descripción de fenómenos físicos.

$$\nabla \times \vec{E} = -\frac{\partial \vec{B}}{\partial t} \quad (2.1)$$

$$\nabla \cdot \vec{E} = \frac{\rho}{\epsilon_0} \quad (2.2)$$

$$\nabla \times \vec{B} = \mu_0 \epsilon_0 \frac{\partial \vec{E}}{\partial t} + \mu_0 \vec{j} \quad (2.3)$$

$$\nabla \cdot \vec{B} = 0 \quad (2.4)$$

Cabe destacar que las bases de las tecnologías modernas basadas en el electromagnetismo han sido desarrolladas a partir de este conjunto de ecuaciones desarrolladas por Maxwell [6].

3 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía solar fotovoltaica se trata de una fuente de energía limpia y renovable la cual emplea y aprovecha la radiación solar para producir electricidad. Este tipo de producción eléctrica se basa, principalmente, en el efecto fotoeléctrico. Efecto que produce que algunos materiales sean capaces de absorber fotones (partículas lumínicas) y liberar electrones, generando en este proceso corriente eléctrica. Para poder generar esta, se utiliza un dispositivo semiconductor denominado célula fotovoltaica [7].

El empleo de este tipo de tecnología presenta una serie de características ventajosas si se contraponen frente a otros tipos de sistemas de producción eléctrica tradicionales. En primer lugar, se trata de un sistema de obtención eléctrica el cual no libera CO₂ ni otros GEI (Gases Efecto Invernadero) durante su funcionamiento. Además de esto, tiene una disponibilidad de uso para prácticamente cualquier ubicación en el planeta, pues no necesita de forma mandataria estar conectado a redes eléctricas, lo cual lo convierte en una solución ideal para zonas rurales o aisladas. Asimismo, es una instalación que precisa de un mantenimiento muy reducido, cuya vida útil llega hasta los 20 años y cuyo proceso de puesta en marcha es sencillo y económico [7].

3.1 EFECTO FOTOELÉCTRICO

El efecto fotoeléctrico es el proceso por el que se liberan electrones de un material por la acción de la radiación. La emisión de electrones de metales mediante la incidencia de un haz de luz de determinada frecuencia fue observada por primera vez de forma accidental por Heinrich Hertz y Wilhem Hallwachs en los años 1886-1887 al comprobar que la incidencia de luz ultravioleta modificaba el voltaje al que se producían chispas entre electrodos metálicos [8].

Las características principales de este efecto son dos:

- Cada material cuenta con una frecuencia umbral de radiación electromagnética por debajo de la cual no se producen fotoelectrones.
- La emisión electrónica aumenta de forma directa con la intensidad de radiación incidente sobre la superficie metálica, puesto que la disponibilidad de energía es mayor para la liberación de electrones.

Estas características se dan a cabo en los metales gracias a los enlaces metálicos que presentan sus átomos. La nube electrónica que existe en estos materiales permite que los electrones se puedan mover de forma libre a través de la red cristalina. A temperatura normal estos electrones no poseen la energía suficiente para escapar del metal. Sin embargo, el calentamiento de estos materiales puede producir un aumento de energía suficiente para emitir termo electrones. Además de esto, se pueden liberar electrones mediante absorción de energía electromagnética por parte de los electrones (fotoelectrones). Para el aprovechamiento de la energía liberada por los fotoelectrones se emplea el dispositivo conocido como célula fotovoltaica [5].

Sistema eléctrico

En este capítulo se pretende explicar todos los tópicos relacionados con el aspecto eléctrico del estudio. Explicando las tecnologías que emplea la instalación en relación con estos temas y los diferentes elementos seleccionados para el diseño y el porqué de su elección.

Para entender porque se han escogido ciertos tipos de tecnologías en el diseño se debe tener muy presente las premisas en las que se basa este estudio.

Como se expuso anteriormente, una de estas premisas es el emplazamiento de la instalación en ubicaciones remotas. Por ello el dispositivo a diseñar debía contar con características adecuadas para que fuese funcional en enclaves remotos, emplazamientos en los que es inviable la conexión eléctrica a red.

La estructura para estudiar cuenta con una instalación eléctrica aislada de la red. Así pues, debido a las ubicaciones en torno a las que se orienta este estudio era necesario emplear sistemas de generación de electricidad renovable. Esto, junto a las premisas de empleo de una tecnología de bajo mantenimiento, fácil instalación y con capacidad para adaptarse de forma sencilla a múltiples localizaciones fueron los motivos por los cuales se decidió el empleo de paneles solares fotovoltaicos.

4 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía solar fotovoltaica se trata de una fuente de energía renovable y limpia que aprovecha y convierte la radiación solar en electricidad. Esta fuente de energía se basa en el efecto fotoeléctrico [9].

El empleo de este tipo de tecnología presenta una serie de características ventajosas en relación con otras formas tradicionales de producción eléctrica. Se trata de un tipo de tecnología el cual no emite CO₂ al aire ni otros GEI además de no generar ni residuos ni contaminación en las aguas colindantes a su instalación durante su funcionamiento, por lo que se trata de uno de los métodos de producción eléctrica más eficientes en la lucha contra el cambio climático. Adicionalmente a todo esto cabe destacar, su fácil y conocido proceso de

instalación y puesta en marcha y su vida útil, la cual, en algunos casos, puede llegar a alcanzar los 50 años [10].

5 INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA DE RED

Teniendo en cuenta la definición de instalación aislada de red expuesta en el anterior apartado, definimos una instalación fotovoltaica aislada de red, como aquella instalación eléctrica que no tiene conexión con la red y cuyo suministro energético se realiza mediante el empleo de paneles solares fotovoltaicos y las tecnologías asociadas a este tipo de instalaciones.

Este tipo de instalación es común en zonas donde la conexión a la red pública es muy difícil de conseguir, imposible o cuyo coste es demasiado elevado. En este tipo de situaciones el uso de energía solar fotovoltaica supone una oportunidad eficiente y renovable para ejercer de sustituto del suministro [11].

6 DISPOSITIVOS QUE INTERVIENEN EN LA INSTALACIÓN

En este apartado se exponen y se explica el funcionamiento de los diferentes dispositivos presentes en las instalaciones fotovoltaicas aisladas de red.

6.1 PANELES SOLARES FOTOVOLTAICOS

Los paneles fotovoltaicos son aquellos dispositivos que son capaces de transformar la energía luminosa en electricidad. Estos paneles están compuestos como se puede apreciar en la figura 3.1 por diferentes partes: bastidor, cristal, encapsulado, recubrimiento, caja de conexiones y célula solar fotovoltaica. Este último dispositivo es el encargado de realizar la transformación energética. Dentro de cada panel se encuentran decenas de este último dispositivo conectados entre sí.

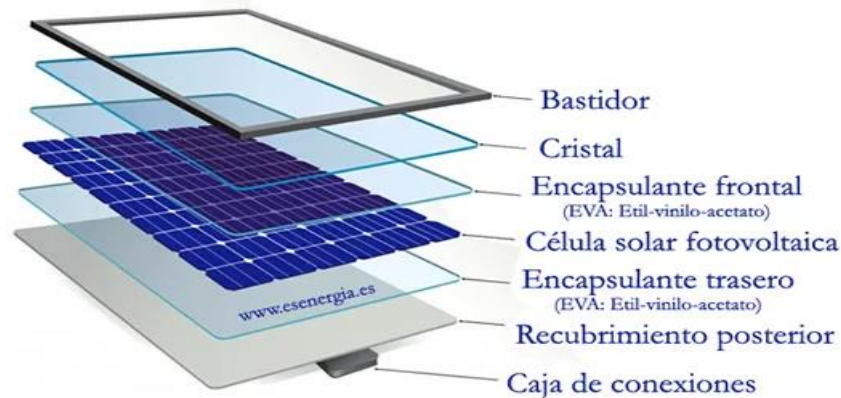


Figura 3.1 Disección de las capas de un panel solar fotovoltaico [12]

6.1.1 CÉLULA FOTOVOLTAICA

Las células o celdas fotovoltaicas son un dispositivo eléctrico compuesto por semiconductores cuyo funcionamiento se basa en el efecto fotoeléctrico. Son las responsables de transformar la energía incidente de la radiación solar en electricidad.

Este proceso es posible debido a las uniones P-N de los semiconductores extrínsecos de los que se componen, las cuales posibilitan la emisión de electrones fotoexcitados.

El tipo de células fotovoltaicas comúnmente más usadas son aquellas cuyo semiconductor es el silicio (células fotovoltaicas de 1ª generación). Este silicio se obtiene mediante un proceso de purificación de arena de pureza del 99,999% y posteriormente es moldeado y transformado en obleas cristalinas.

La unión de átomos de este material imposibilita el movimiento libre de los electrones y es donde entran en juego el empleo de los semiconductores extrínsecos (inyección de dopadores en el silicio). Empleando una unión P-N de estos semiconductores extrínsecos anteriormente nombrados se produce una migración de electrones del lado N hacia el lado P, lo cual da lugar a una región de agotamiento en la cual no se encuentran ni electrones libres ni agujeros. Esta migración de electrones expuesta en la figura 3.2 es responsable también de la aparición de un campo eléctrico, el cual desenvuelve un papel muy importante en el funcionamiento de las celdas [12] [13].

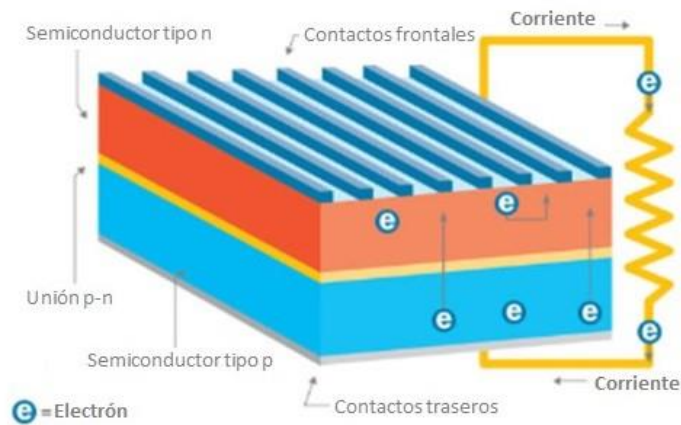


Figura 3.2 Diagrama de capas célula solar fotovoltaica [13]

La utilidad de esta estructuración se da cuando la luz incide sobre la región N, puesto que los rayos llegan a penetrar hasta la región de agotamiento donde se producen electrones que se repelen hacia ambas zonas debido al campo eléctrico anteriormente generado. Debido a todo este proceso se genera una alta cantidad de electrones en la región N y agujeros en la región P que se traduce en una diferencia de potencial entre ambas zonas [14].

A partir de este momento, independientemente de la carga que sea conectada los electrones fluirán a través de ella, los cuales se combinarán con los agujeros de la región P, generando electricidad.

6.1.2 CLASIFICACIÓN DE PANELES SOLARES FOTOVOLTAICOS

Actualmente, en torno a un 90% de la tecnología fotovoltaica se fundamenta en el uso de silicio o variaciones de este. Dentro de este porcentaje encontramos diferentes tipos de tecnologías dependiendo de la pureza del silicio utilizado. A mayor pureza de este, mejor conversión energética se produce por lo que se establece una relación directa entre la calidad del silicio empleado y la eficiencia energética de estos.

Principales paneles solares de silicio cristalino:

Paneles monocristalinos: estéticamente presentan una coloración oscura y un aspecto uniforme debido al silicio de alta pureza empleado. Esta alta pureza, como se indicó anteriormente produce un mayor rendimiento por celda. La peculiaridad de estos es poseer únicamente un único tipo de cristal de silicio, ya

que en su elaboración el crecimiento del propio cristal se efectúa de forma controlada en una única dirección, generando un alineamiento muy perfecto de los componentes del cristal.

Presentan un nivel de eficiencia mayor respecto al resto de tecnologías. Se establecen como una solución ideal para ubicaciones donde la radiación solar no es muy elevada. Son idóneos para emplearse en pequeñas áreas y además tienen un largo periodo de vida útil. Con relación a este último punto dependiendo del fabricante pueden llegar a tener una vida útil de 50 años [15].

Alto coste derivado de la alta calidad de silicio utilizado y del proceso de corte empleado.

Paneles policristalinos: visualmente se pueden diferenciar por tener una coloración azul. Su aparición se data en la década de los años 80. Emplean un silicio de calidad inferior en comparación con los paneles monocristalinos. Además, difieren de estos en el proceso de fabricación. En este tipo de paneles el silicio se funde y se vierte en moldes cuadrados.

La principal ventaja que estos presentan está relacionada con el apartado económico. Estos suponen una alternativa de coste inferior en relación a los paneles monocristalinos, lo que les postula como una solución idónea para instalaciones de pequeña escala [15].

Al emplear un silicio de menor calidad presentan por consiguiente un menor rendimiento. Se estima que este tipo de paneles tiene un 4% menos de rendimiento en comparación a los paneles monocristalinos. Además de esta desventaja, presentan el inconveniente de un funcionamiento inferior a temperaturas altas o bajas.

Debido a estas características expuestas la selección del tipo de tecnología de panel se debe realizar haciendo hincapié en los requerimientos de la instalación que se efectúe: ubicación, demanda eléctrica, temperaturas, etc.

Paneles solares de capa fina: se tratan de los paneles solares con el proceso de fabricación más sencillo, lo que implica que se traten de los dispositivos más económicos. Sin embargo, como contraposición requieren de áreas de instalación superiores frente a las otras tipologías pues presentan una eficiencia de entre 7% y 13% [15].

El fundamento de estos se basa en la deposición una serie de películas finas de material semiconductor sobre un sustrato (vidrio o plástico). De este modo, la cantidad de material semiconductor empleado es inferior en relación con las anteriores tipologías expuestas. A su vez debido a este proceso de fabricación no es necesario recurrir al ensamblaje de celdas [15].

Como característica negativa, junto a su baja eficiencia es remarcable su inferior tiempo de vida útil.

Por todo esto, se erige como una opción interesante en instalaciones que requieren baja potencia y que disponen de amplias áreas para el montaje de los paneles. Siendo de esta forma una de las mejores alternativas en el caso de instalaciones fotovoltaicas en edificios residenciales.

6.2 BATERÍAS SOLARES

Las baterías solares se tratan de acumuladores eléctricos encargados de almacenar la energía eléctrica generada por las placas fotovoltaicas. La misión de estas es almacenar la energía eléctrica de las horas de mayor radiación para que posteriormente se pueda emplear en etapas de baja o nula radiación solar.

Las baterías solares están formadas por pequeños acumuladores eléctricos de 2 V integrados dentro de la misma estructura. Este tipo de batería puede suministrar corriente eléctrica continua a 6, 12, 24 o 48V dependiendo del número de su número de acumuladores.

6.2.1 CLASIFICACIÓN DE BATERÍAS SOLARES

Actualmente en instalaciones fotovoltaicas el tipo de baterías más empleadas se tratan de las ácido-plomo debido a su relación precio energía almacenada. Este tipo de baterías tiene una eficiencia entre el 85% y el 95% y una vida útil en torno a los 10 años. Existen alternativas en el mercado con unas prestaciones superiores a estas, como serían las baterías de litio. Sin embargo, este tipo de baterías conlleva un sobrecoste inasumible para la mayor parte de las instalaciones.

Principales baterías empleadas en instalaciones fotovoltaicas:

Baterías de ácido-plomo: se trata de la tecnología de baterías recargables de mayor antigüedad. Permiten entregar altas intensidades de potencia debido a la densidad de sus celdas.

Se trata de la tecnología con menor precio - energía almacenada además de contar con la capacidad de poder entregar altas intensidades de corriente. Debido a esto son una opción ideal para emplear en instalaciones en las que se instalen motores eléctricos [16] [17].

Además de no ser la opción con mayor eficiencia, este tipo de tecnología tiene una relación baja energía-volumen, peso necesario. Otro de los problemas presentados por estas radica en los procesos de recarga. Si estos no se realizan de forma completa después de cada ciclo las baterías comienzan a presentar fallos de forma prematura.

Baterías líquidas: en este tipo de baterías la energía es almacenada en un combustible en estado líquido compuesto de electrodos o nanopartículas.

Se trata de una opción con una buena respuesta ante posibles sobrecargas. Adicionalmente a esto, es destacable su bajo precio debido a su sencillo proceso de producción [16] [17].

Las principales desventajas de este tipo radican principalmente en su conservación y duración de utilización. La salud de este tipo de baterías se ve altamente afectada por bajas temperaturas, pudiendo incluso llegar a quedar inutilizadas debido a esto. Por otro lado, se trata de una de las opciones con menor vida útil puesto que están diseñadas para perdurar en torno a los 400 ciclos de carga y descarga.

Baterías Absortion Glass Mat: en esta tipología de batería el ácido se encuentra fijado en fibras de vidrio, se trata de una opción ideal para usos exigentes.

Presentan una excelente respuesta frente a las descargas profundas y son capaces de entregar tasas de corriente muy elevadas, además de tratarse de baterías selladas por lo que no se requiere ningún mantenimiento. Tienen una buena resistencia a climas fríos [16] [17].

A pesar de haber reducido su precio en los últimos años este sigue siendo elevado. Otro argumento en contra de esta tipología es su vida útil la cual se encuentra entre los 4-5 años.

6.3 REGULADORES DE CARGA

El regulador de carga es un dispositivo electrónico, el cual se sitúa entre los paneles solares y las baterías con el objetivo de regular el flujo de energía entre

estos. Este dispositivo controla tanto la intensidad como el voltaje que reciben las baterías en función de su estado de carga con el objetivo de garantizar unas condiciones de carga óptimas que no dañen a estas. Gracias al empleo del regulador de carga se establecen unas condiciones de funcionamiento seguras que permiten alargar la vida útil de las baterías de la instalación.

6.3.1 CLASIFICACIÓN REGULADORES DE CARGA

Regulador de carga PWM (Pulse Width Modulation)

Este tipo de reguladores actúan como interruptores entre las placas fotovoltaicas y la batería forzando a los paneles a trabajar a igual tensión que la batería. Son el tipo de reguladores más sencillos y económicos.

Algunas de sus características más ventajosas son su bajo peso y precio y su sencillez, además de tratarse de dispositivos con una larga vida útil.

Por el contrario, el voltaje nominal de estos debe ser igual que el de las baterías además de ser una opción imposible si se necesita trabajar con intensidades superiores a 60 A en corriente continua [18] [19].

Regulador de carga MPPT (Maximum Power Point Tracker)

Esta tipología de regulador permite aprovechar la máxima producción del panel solar dependiendo de la carga de la batería. Además, esto, estos reguladores reciben la producción máxima del panel haciéndolo trabajar en su punto máximo. Debido a estas características se les conoce como “maximizadores”.

Su funcionamiento se basa en ajustar de forma interna el voltaje, de modo que este siempre sea superior al requerido por la batería, ganando intensidad y conservando la potencia total de producción. Se trata de la opción que extrae el mayor rendimiento de los paneles solares, sin embargo, suponen un sobrecoste en relación con los PWM. Aunque pueden trabajar con paneles y baterías en la misma tensión nominal, su funcionamiento está orientado a aumentar la tensión del campo fotovoltaico.

En definitiva, estos reguladores presentan una serie de ventajas en relación con los reguladores PWM como son su mayor eficiencia, el poder trabajar hasta 100 A, la posibilidad de poder emplear paneles con voltajes superiores al de las baterías. Sin embargo, en contraposición necesitan un mayor espacio a la vez que suponen la necesidad de una mayor inversión [18] [20].

6.4 INVERSOR SOLAR

El inversor solar es el dispositivo encargado de convertir la corriente continua generada por los módulos solares almacenada en las baterías en corriente alterna apta para la alimentación de las diferentes cargas de la instalación. Dependiendo del tipo de instalación estos pueden ser tanto monofásicos como trifásicos.

Sistema de carga inalámbrica

En este capítulo se aborda y se expone la tecnología detrás del proceso de carga de las baterías de los UAVS de la solución que proponemos. Además de esto, se define también los requisitos eléctricos que este sistema ha de tener. Posteriormente recopilando toda esta información expuesta se definen los componentes de la instalación y los modelos que se proponen instalar.

7 WPT

WPT es la tecnología que permite la transmisión energética a través del aire. Gracias a esta es posible transmitir electricidad desde una fuente AC a una carga eléctrica a través del aire sin necesidad de conexión de cableado entre ambas partes [21].

Para realizar este proceso la tecnología WPT aprovecha los campos electromagnéticos creados por partículas cargadas para transportar energía entre el transmisor y el receptor.

Para ello la energía emitida por el transmisor se convierte en un campo oscilante y se transmite a través del aire, posteriormente el receptor convierte esta energía en una corriente eléctrica útil.

Dependiendo de la distancia del receptor y el transmisor y de la potencia de la instalación la transmisión energética se realiza de manera diferente: campos eléctricos, campos magnéticos, campos electromagnéticos, ondas de radio, microondas o incluso luz [22].

En la figura 4.1 en forma de esquema se muestran los diferentes tipos de tecnología que se pueden definir como WPT.

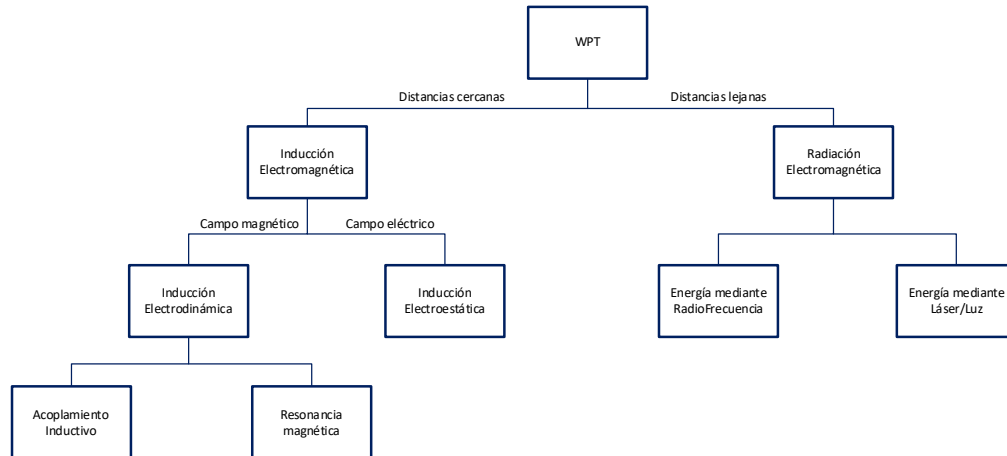


Figura 4.1 Esquematzación tecnologías WPT

8 REQUISITOS DEL SISTEMA

Debido a las premisas de este estudio, se intenta diseñar un sistema de recarga que pueda dar respuesta a diferentes emplazamientos remotos y diferentes objetivos por ello se ha tratado de optimizar el sistema de recarga para un rango amplio de dispositivos. A continuación, en la tabla 4.1, se presentan las características de algunos de los modelos más utilizados compatibles con dichos fines.

Tabla 4.1 Características baterías modelos de dron de uso profesional

MODELO	CAPACIDAD (mAh)	VOLTAJE (V)	TIPO DE BATERÍA
DJI Mavic Air	2375	11,55	LiPo 3S
DJI Phantom 3	4480	15,2	LiPo 4S
DJI Phantom 4	5350	15,2	LiPo 4S
DJI Mavic 2	3580	15,4	Lipo 4S
Yuneec Q500	5400	11,1	LiPo 3S
Parrot Anafi USA	3400	13,2	LiPo 3S

Debido a que nuestro sistema pretende poder alimentar cualquiera de los modelos presentes en la anterior tabla vamos a realizar el análisis con el modelo más desfavorable de estos en términos energéticos, el DJI Phantom 4. A partir de este

momento, al hacer referencia al dron de carga haremos referencia a este modelo en concreto.

9 SELECCIÓN DE TECNOLOGÍA

Para tipologías y características similares a las de nuestro sistema se emplean tecnologías basadas en la inducción electrodinámica.

Por un lado, se contempla la opción del acoplamiento inductivo, en el cual se transmite una señal de baja frecuencia a través de dos bobinas (transmisora y receptora) alineadas. La ventaja de esta opción es que si se consigue una alineación de los bobinados perfecta se obtiene una eficiencia en la transmisión eléctrica en torno al 90%. El problema derivado del empleo de esta posibilidad radica en la base de funcionamiento de esta opción, pues si no se consigue una correcta alineación entre los bobinados la eficiencia se hunde de forma extrema. La otra posibilidad contemplada se basa en la resonancia inductiva, en la cual se transfiere una señal de alta frecuencia a través de bobinas con la misma frecuencia de resonancia. Debido a esto, es posible la transmisión energética sin la necesidad de contacto perfectamente alineado y en contacto. Sin embargo, tiene la contrapartida de tener una eficiencia inferior al acoplamiento inductivo si se produce un buen alineamiento entre los bobinados.

Nuestro sistema busca de forma ideal que el UAV pueda realizar un aterrizaje óptimo y con la mayor exactitud posible. No obstante, se ha contemplado la posibilidad de que ciertas condiciones externas puedan hacer que esta posibilidad no se dé. Por ello se han buscado opciones que puedan aprovechar las ventajas de ambas posibilidades presentadas y que cumplan con certificaciones adecuadas. Tomando estas condiciones como filtros de búsqueda se ha decidido implementar en el sistema las tecnologías de carga de la empresa Wibotic [23].

En la figura 4.2 se muestra una comparativa gráfica de las diferentes eficiencias de estos tres tipos de tecnologías en función de la distancia de desalineación del dispositivo con el cargador. Siendo la propuesta de Wibotic la ganadora en un mayor rango de distancias.

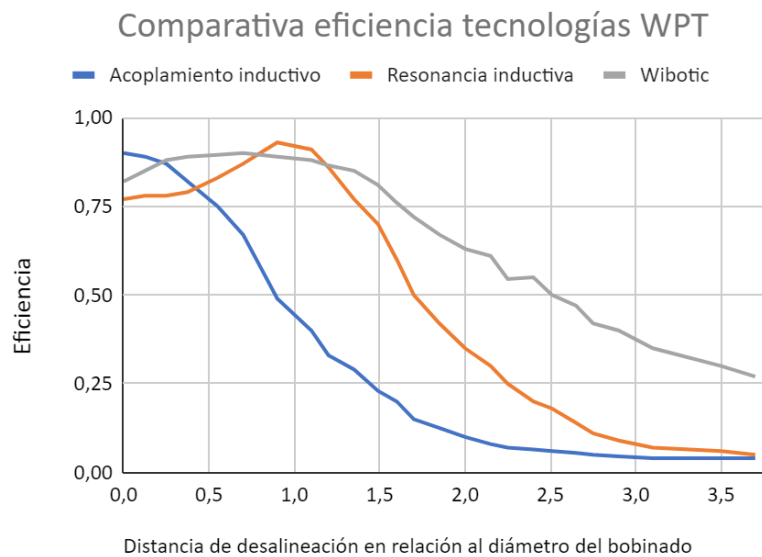


Figura 4.2 Comparativa gráfica eficiencia tecnologías WPT

Desde esta compañía se ofrece la posibilidad de empleo de una tecnología basada en la combinación del acoplamiento inductivo y la resonancia inductiva permitiendo transmitir energía con una alta eficiencia en un amplio rango de grados de desviación del alineamiento. Para ello se monitorea en tiempo real la conexión entre las antenas del transmisor y del equipo a bordo del dron y se realiza un proceso de ajuste para mantener la eficacia al máximo nivel en todo momento.

10 DISPOSITIVOS QUE INTERVIENEN EN LA INSTALACIÓN

A la hora de entender los enumerar la serie de elementos que intervienen en el proceso de carga de los dispositivos se realiza una distinción. Los elementos que se instalan en el propio dron y los dispositivos que se montan fuera de este. Para que esta serie de elementos puedan funcionar de forma correcta es mandatorio incluir un sistema de comunicación entre los dispositivos a bordo y los dispositivos exteriores.

10.1 DISPOSITIVOS UBICADOS EXTERNAMENTE

Transmisor: dispositivo encargado de transformar la energía suministrada por las baterías en señales transmisibles vía inalámbrica. En su interior además de aumentar la frecuencia y adecuar la señal eléctrica para su emisión y se encuentra el microprocesador encargado del control de carga mediante el cual se establece

comunicación de forma inalámbrica con el UAV. Una vez realizado el acople del dron en la estación de carga este dispositivo conoce en todo momento el estado de la batería del dispositivo y es el encargado de controlar y adecuar la señal eléctrica para conservar la batería en las mejores condiciones posibles.

Bobinado transmisor: se conecta al transmisor y transmite la señal eléctrica adecuada para el dispositivo.

Antena de comunicación externa: conectada al transmisor recibe la señal del estado de la batería del dispositivo. Esta información se comunica al microprocesador del control de carga.

10.2 DISPOSITIVOS UBICADOS A BORDO

Los elementos a continuación descritos deben tener el peso inferior posible para la mayor optimización del sistema. La inclusión de estos componentes en el dron aumenta su peso total y por ende reducen el tiempo de vuelo del UAV.

Los dispositivos descritos seguidamente tienen como finalidad recibir las comunicaciones y la señal eléctrica inalámbrica y volver convertir esta última en una señal CC adecuada para la alimentación del dron. Todos estos se encuentran expuestos al exterior por lo que necesitan ser resistentes a condiciones climatológicas adversas.

Cargador a bordo: encargado de adecuar la señal de alimentación y manejar la información del estado de batería del dispositivo. Cuenta con un rectificador de onda, un conjunto de condensadores de compensación y el microprocesador de control.

Bobinado receptor: Se conecta al cargador a bordo y recibe la señal transmitida por el bobinado transmisor.

Antena de comunicación a bordo: Conectada al cargador a bordo, envía y recibe la información del proceso de carga del dron de forma inalámbrica con la antena de comunicación externa.

10.3 DISPOSITIVOS SELECCIONADOS

Como se expuso en este capítulo la tecnología seleccionada detrás del proceso de Como se expuso en este capítulo la tecnología seleccionada detrás del proceso de carga de los UAVs pertenece a la empresa norteamericana Wibotic. El conjunto de los dispositivos seleccionados referentes a la estación de carga son en su

totalidad producción de dicha compañía. El empleo de estos posibilita a la solución planteada ser instalada en la totalidad del planeta pues cuenta con la aprobación y certificación de uso en los territorios de Estados Unidos por parte de la FCC (Federal Communications Commission), Canadá, Europa y el conjunto de países que reconocen la marca CE (Conformité Européenne). Además de esto todos ellos cumplen con la directiva EMC (Electromagnetic Compatibility) 2014/30/EU por lo que se garantiza un uso adecuado en términos de salud y seguridad [24] [25].

Transmisor seleccionado: se propone el modelo TR-302 el cual permite transmitir hasta 300 W, sin embargo, en el caso de este dron de carga debido a sus especificaciones este valor se tiene que limitar a 150 W mediante el software de Wibotic. El TR-302 se emplazará en el módulo eléctrico de la estructura, de esta forma se garantizan unas condiciones de temperatura y refrigeración óptimas para este. El modelo seleccionado a su vez realiza la función de **antena de comunicación externa** [26].

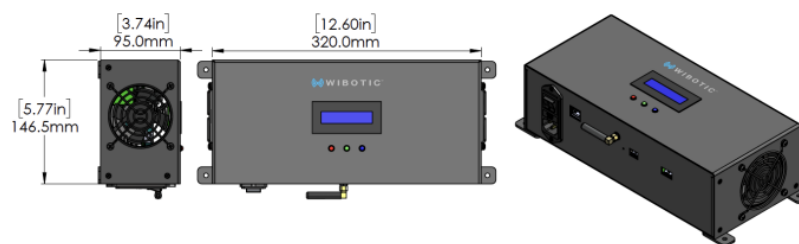


Figura 4.3 Esquema TR-302 [26]

Bobinado transmisor: se propone el modelo TC-200 el cual se emplazará en la base del módulo de carga de dron conectado directamente a través de un cable SMA de 24" al transmisor TR-302 [26].

Cargador a bordo: se propone el modelo OC-262-WP. Este cuenta con una potencia máxima de 300 W. Sin embargo, al igual que el transmisor seleccionado, trabajará a una potencia máxima de 150 W. No obstante, queda reflejada la posibilidad de ampliar la potencia de trabajo en caso de elección de otro UAV diferente al propuesto, garantizando de esta manera ser una solución posible en caso de empleo de alguna alternativa de rendimiento superior. Al tratarse de un dispositivo situado en el exterior este cuenta con un encapsulado con certificación

IP67 ante polvo y líquidos. A este instrumento se acopla a su vez la **antena de comunicación a bordo**.

Este dispositivo se conecta por un lado al bobinado receptor por un cable SMA DE 24" y por otro lado se conecta a la batería del dispositivo mediante un cableado CC (Corriente Continua) hembra - CC macho.

El citado dispositivo se acoplará al chasis del UAV mediante cables de acero inoxidable tranzado de diámetro 0,8 mm y fijados y tensados estos mediante abrazaderas metálicas destinadas para este fin. De esta manera este sistema de fijación permite poder adaptarse a cualquier modelo de dron en el que se desee instalar [26].

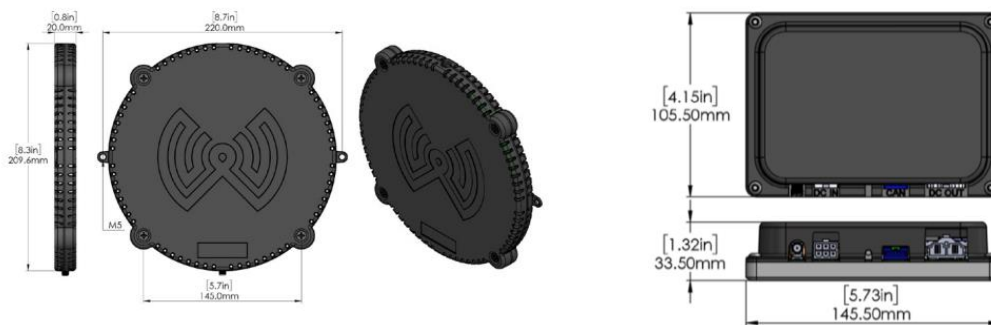


Figura 4.4 Esquema TC-200 y OC-262-ST [26]

Bobinado receptor: se propone el dispositivo RC-100 con encapsulada versión WP, para poder garantizar al igual que el cargador a bordo un aislamiento contra líquidos y polvo [26].

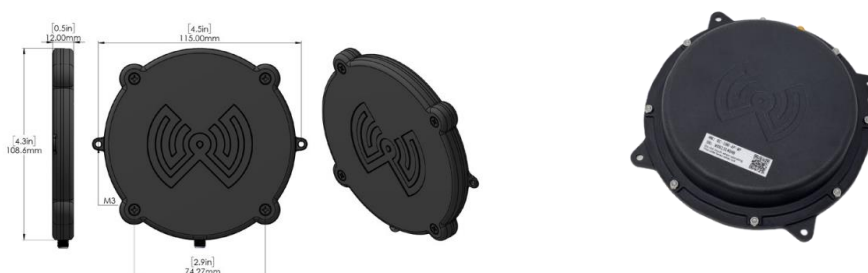


Figura 4.5 Esquema e imagen real RC-100 [26]

El conjunto de características técnicas expuestas a cerca de los dispositivos presentados es expuesto en el datasheet anexo en Anexo I.

11 CONEXIONADO DE LOS DISPOSITIVOS

Es representado en la figura 4.6 la esquematización del conexionado del equipamiento seleccionado y detallado en este apartado.

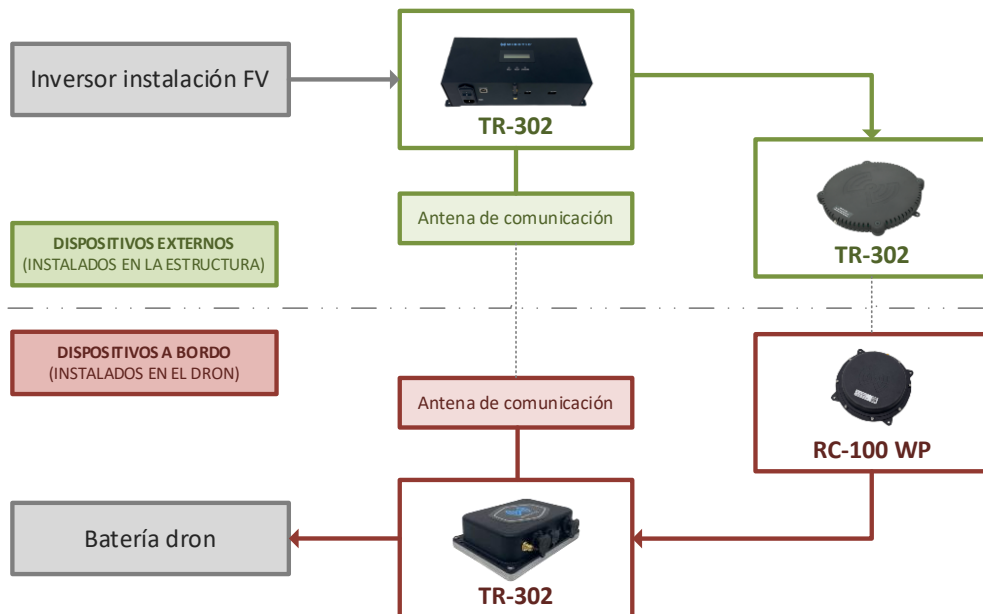


Figura 4.6 Esquematización equipamiento del sistema de recarga

Estructura

En este capítulo se expone los aspectos relacionados con la estructura en la que se sustenta la estación de carga.

Continuando con la argumentación expuesta en capítulos anteriores, la estructura a diseñar debe permitir y dar cabida a la carga de diferentes modelos de drones y necesita ser un diseño optimizado para emplazamientos remotos. De esta manera, se busca como objetivo de diseño una estructura con el menor número de partes móviles, con lo que se busca reducir los mantenimientos necesarios y posibles averías. También cabe recordar que la estructura a diseñar debe actuar como lugar de resguardo para los drones cuando las condiciones climatológicas no permitan el vuelo de estos y actuar también como herramienta de protección frente a actos vandálicos.

Además de todo esto, estas estaciones de carga no están definidas exclusivamente para ser implementadas para una única tarea. Por consiguiente, la solución propuesta precisa tener un grado de adaptabilidad en función de la ubicación y las necesidades de la tarea a desempeñar por parte de los drones. De este modo se presenta un análisis de una solución generalista adaptable a diferentes entornos y ubicaciones.

No siendo requerido puesto la ubicación no ha sido fijada la estructura a presentar se ha diseñado siguiendo la siguiente normativa:

CTE DB-SE Seguridad estructural - 20 diciembre 2019 [27].

CTE DB-SE-AE Seguridad estructural Acciones en la edificación - abril 2009 [28].

CTE DB-SE-A Seguridad estructural Acero - 25 enero 2008 [29].

UNE-EN 10025 Marcado CE Productos laminados en caliente de aceros para estructuras [30] [31] [29] [30] [31].

Estableciendo las anteriores necesidades como condiciones de cumplimiento obligatorio se presenta una propuesta de solución basada en el modularidad. De esta manera se define la estructura como un ensamblaje de cuatro partes principales, esto ha sido llevado a cabo mediante el software SolidWorks.

Las conexiones de anclaje y fijación de estas partes se han unificado permitiendo de esta manera la configuración de la estructura en diferentes posibilidades. A continuación, se exponen de manera detallada cada una de estas cuatro partes. Remarcar que la presente estructura a exponer se establece como un modelo 3D prototipo, para la instalación de este en una ubicación concreta requiere de un análisis de normativa local de mayor profundidad. En caso de precisar la fabricación de este a gran escala el diseño podría tener que ser modificado. El conjunto de planos de los elementos diseñados es adjuntado en el Anexo II.

12 PARTE 1: BASE

Se ha diseñado una estructura de celosía con perfiles en L de acero S235 en unión soldada con estructuras tubulares de diámetro 21,3 mm. En su parte superior se establece una chapa de acero estructural S235 en unión con los soportes de la estructura en concepto de unión con el módulo superior a instalar. Es presentado el modelo 3D de este componente en la figura 5.1.

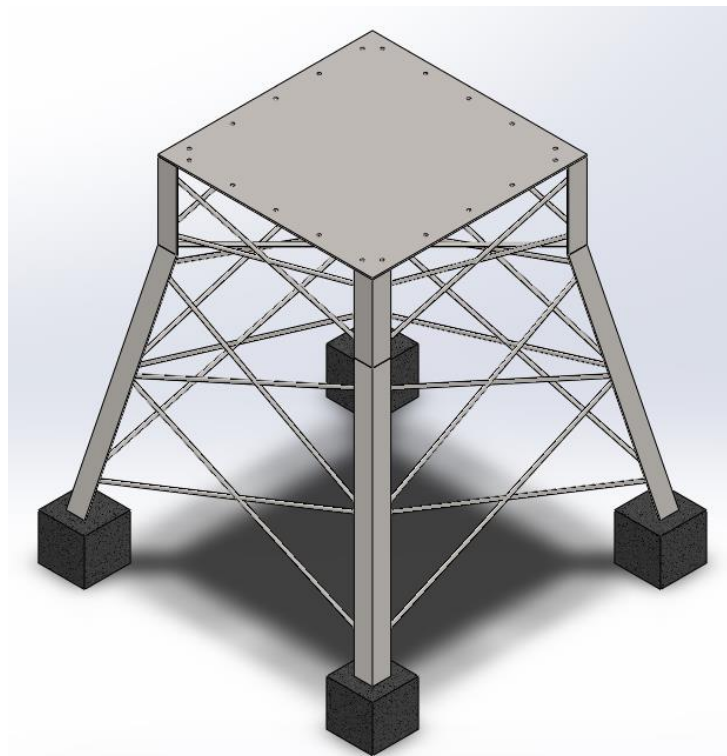


Figura 5.1 Vista isométrica modelo 3D Base

A continuación, se muestran los datos de la base.

Masa = 252,02 (kg)

Volumen = 0,04 (m³)

Área de superficie = 13,28 (m²)

Centro de masa: (m)

$$X = 0,00$$

$$Y = 1,47$$

$$Z = 0,00$$

Ejes principales de inercia y momentos principales de inercia: (kg · m²)

Medido desde el centro de masa.

$$I_X = (0,00; 1,00; 0,00) \quad P_X = 261,96$$

$$I_Y = (-0,54; 0,00; 0,84) \quad P_Y = 273,83$$

$$I_Z = (0,84; 0,00; 0,54) \quad P_Z = 273,83$$

Momentos de inercia: (kg · m²)

Obtenidos en el centro de masa y alineados con el sistema de coordenadas de resultados.

$$L_{XX} = 273,83 \quad L_{XY} = 0,00 \quad L_{XZ} = 0,00$$

$$L_{YX} = 0,00 \quad L_{YY} = 261,96 \quad L_{YZ} = 0,00$$

$$L_{ZX} = 0,00 \quad L_{ZY} = 0,00 \quad L_{ZZ} = 273,83$$

Momentos de inercia: (kg · m²)

Medido desde el sistema de coordenadas de salida.

$$I_{XX} = 1015,15 \quad I_{XY} = 0,00 \quad I_{XZ} = 0,00$$

$$I_{YX} = 0,00 \quad I_{YY} = 261,96 \quad I_{YZ} = 0,00$$

$$I_{ZX} = 0,00 \quad I_{ZY} = 0,00 \quad I_{ZZ} = 1015,15$$

13 PARTE 2: MÓDULO ELÉCTRICO

Este consta de una base y una parte superior de chapa de acero S235 unidas mediante estructuras tubulares de acero S235 y perfiles en L de acero S235.

En su interior se encuentran dos rieles de aluminio a los que se conectan dos chapas de aluminio perforado destinadas a la instalación de los dispositivos eléctricos y electrónicos. De esta forma se facilita el proceso de instalación de los equipos y se habilita la posibilidad de instalación de dispositivos de diferentes tamaños según el requerimiento del emplazamiento que se establezca. Además,

Daniel Guzmán Pérez Miranda

este módulo cuenta con la posibilidad de instalaciones de chapas laterales de 1 mm de espesor para proteger este compartimento. Se ha procedido a diseñar dos modelos de estas, una con ranuras para refrigeración y otra totalmente estanca. La interconexión del cableado eléctrico es posible a través de una perforación circular de diámetro 5 cm emplazada en ambas chapas externas. Este módulo se diseña con la posibilidad de interconexión de varios de estos entre sí, o con conexión directa a los otros módulos. Se muestra el modelo 3D del módulo con las características presentadas en las figuras 5.2 y 5.3.

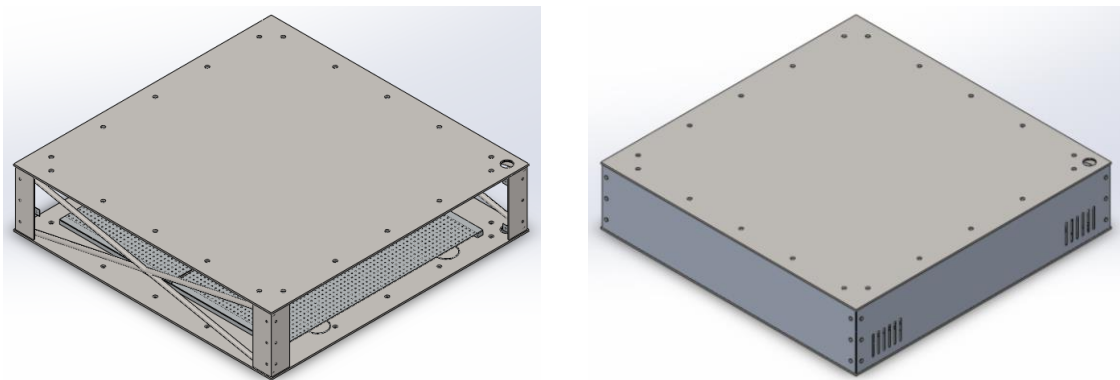


Figura 5.2 Vista isométrica modelo 3D Módulo Eléctrico con abierto y cerrado

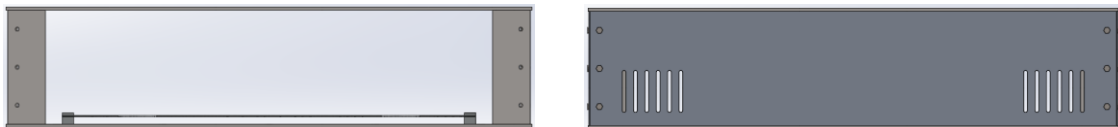


Figura 5.3 Vista frontal modelo 3D Módulo Eléctrico con abierto y cerrado

A continuación, se muestran los datos del módulo.

Masa = 312,88 (kg)

Volumen = 0,04 (m³)

Área de superficie = 15,37 (m²)

Centro de masa: (m)

X = -0,52

Y = -0,02

Z = 1,40

Ejes principales de inercia y momentos principales de inercia: (kg · m²)

Medido desde el centro de masa.

Daniel Guzmán Pérez Miranda

$$I_X = (1,00; 0,00; -0,03) \quad P_X = 60,60$$

$$I_Y = (-0,03; 0,00; -1,00) \quad P_Y = 63,76$$

$$I_Z = (0,00; 1;00; 0,00) \quad P_Z = 111,15$$

Momentos de inercia: (kg · m²)

Obtenidos en el centro de masa y alineados con el sistema de coordenadas de resultados.

$$L_{XX} = 60,60 \quad L_{XY} = 0,00 \quad L_{XZ} = -0,10$$

$$L_{YX} = 0,00 \quad L_{YY} = 111,15 \quad L_{YZ} = 0,00$$

$$L_{ZX} = -0,10 \quad L_{ZY} = 0,00 \quad L_{ZZ} = 63,75$$

Momentos de inercia: (kg · m²)

Medido desde el sistema de coordenadas de salida.

$$I_{XX} = 674,38 \quad I_{XY} = 2,58 \quad I_{XZ} = -227,56$$

$$I_{YX} = 2,58 \quad I_{YY} = 809,15 \quad I_{YZ} = -6,95$$

$$I_{YX} = -227,56 \quad I_{ZY} = -6,95 \quad I_{ZZ} = 148,13$$

14 PARTE 3: MÓDULO DE CARGA DE DRON

Al igual que el módulo de gestión de energía este se basa en dos chapas de acero S235 conexas mediante estructuras tubulares de acero y perfiles en L de acero S235.

Se trata del emplazamiento de aterrizaje del UAV. Aquí se lleva a cabo el proceso de recarga mediante el dispositivo RC-100 ubicado en el interior de este habitáculo. También de forma semejante al módulo de gestión de energía cuenta con una perforación circular de diámetro 5 cm emplazada en ambas chapas externas para permitir la interconexión del cableado.

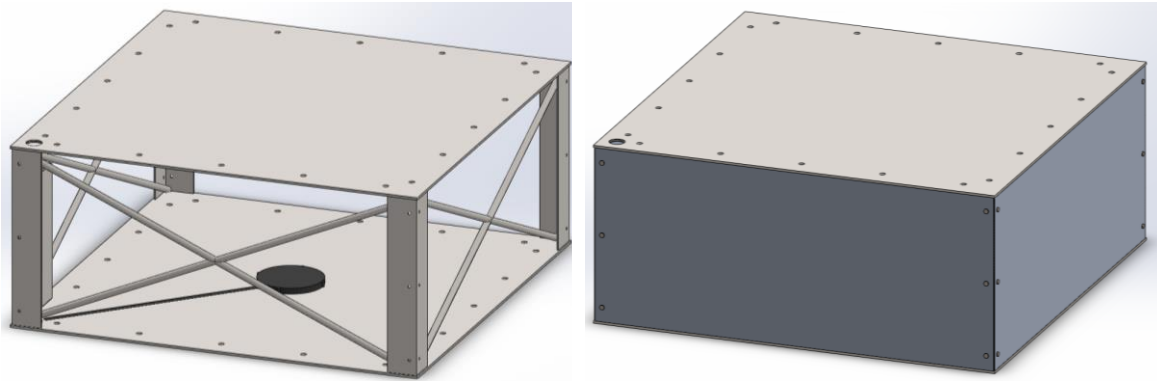


Figura 5.4 Vista dimétrica modelo 3D Módulo de carga de dron abierto y cerrado

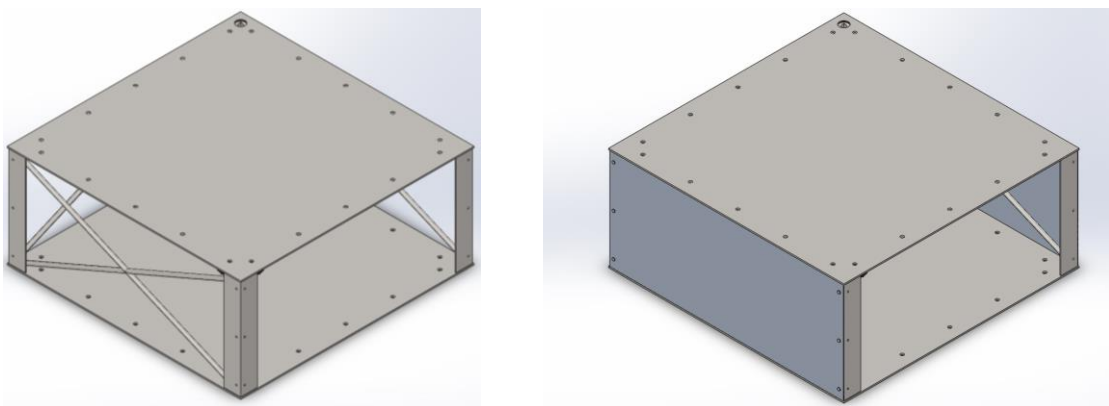


Figura 5.5 Vista isométrica modelo 3D Módulo de carga de dron abierto y cerrado

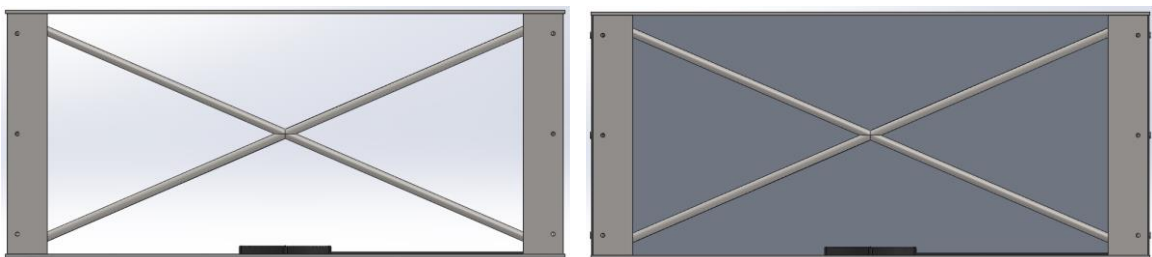


Figura 5.6 Vista frontal modelo 3D Módulo de carga de dron abierto y cerrado

A continuación, se muestran los datos del módulo.

Masa = 300.93 (kg)

Volumen = 0.04 (m³)

Área de superficie = 15.40 (m²)

Centro de masa: (m)

X = -0,45

Y = -0,25

Z = 1,42

Daniel Guzmán Pérez Miranda

Ejes principales de inercia y momentos principales de inercia: (kg · m²)

Medido desde el centro de masa.

$$I_X = (1,00; 0,00; -0,05) \quad P_X = 81,26$$

$$I_Y = (-0,05; 0,00; -1,00) \quad P_Y = 84,60$$

$$I_Z = (0,00; 1,00; 0,00) \quad P_Z = 116,51$$

Momentos de inercia: (kg · m²)

Obtenidos en el centro de masa y alineados con el sistema de coordenadas de resultados.

$$L_{XX} = 81,27 \quad L_{XY} = 0,01 \quad L_{XZ} = -0,16$$

$$L_{YX} = 0,01 \quad L_{YY} = 116,51 \quad L_{YZ} = 0,03$$

$$L_{ZX} = -0,16 \quad L_{ZY} = 0,03 \quad L_{ZZ} = 84,60$$

Momentos de inercia: (kg · m²)

Medido desde el sistema de coordenadas de salida.

$$I_{XX} = 710,81 \quad I_{XY} = 34,19 \quad I_{XZ} = 0,00$$

$$I_{YX} = 34,19 \quad I_{YY} = 787,04 \quad I_{YZ} = -108,66$$

$$I_{YX} = -192,04 \quad I_{ZY} = -108,66 \quad I_{ZZ} = 164,30$$

15 PARTE 4: ESTRUCTURA DE PANELES SOLARES CONFIGURABLE

El hecho de diseñar una estructura sin ubicación concreta requiere de un sistema de soporte de paneles que pueda ser adaptable de forma sencilla para diferentes latitudes.

Es por ello por lo que se presenta una solución que permite fijar el soporte de paneles con inclinaciones comprendidas entre 0 y 90°.

Para ello se define el soporte de la siguiente forma:

Una superficie de contacto de chapa de acero S235 la cual se fija al módulo inmediatamente inferior a esta mediante el empleo de tornillería de acero inoxidable 1.4006. Soldadas a esta base se conecta dos perfiles L de con 10 perforaciones de 125 cm de longitud y 8 mm de espesor.

Por otra parte, en contacto directo con los módulos FV se conectan diferentes perfiles en C conectados de forma perpendicular a dos perfiles en L con 11 perforaciones. Estas perforaciones del perfil en L se interconexionan con el perfil de la base mediante una doble pletina de espesor de 8mm

Como se ha citado anteriormente, dependiendo del emplazamiento se seleccionará una configuración de conexionado en función del ángulo deseado. En la figura 5.7 se expone el modelo 3D de la estructura de paneles solares que ha sido expuesta.

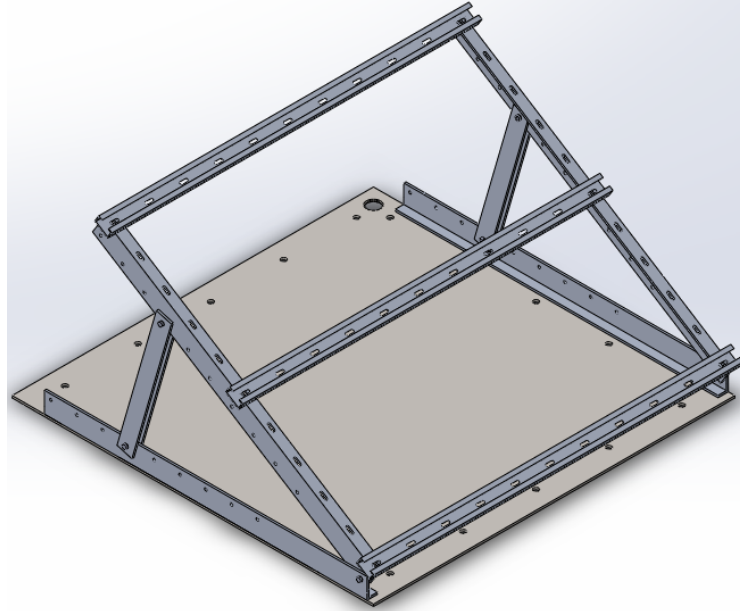


Figura 5.7 Vista isométrica modelo 3D Estructura paneles

A continuación, se muestran los datos de la estructura de los paneles.

Masa = 142.51 (kg)

Volumen = 0.02 (m³)

Área de superficie = 6.73 (m²)

Centro de masa: (m)

X = -0,15

Y = -0,10

Z = 1,41

Ejes principales de inercia y momentos principales de inercia: (kg · m²)

Medido desde el centro de masa.

$I_X = (1,00; 0,00; 0,01)$ $P_X = 25,30$

$I_Y = (0,01; 0,01; -1,00)$ $P_Y = 30,54$

$I_Z = (0,00; 1,00; 0,01)$ $P_Z = 50,65$

Momentos de inercia: (kg · m²)

Obtenidos en el centro de masa y alineados con el sistema de coordenadas de resultados.

$$L_{XX} = 25,30 \quad L_{XY} = -0,01 \quad L_{XZ} = 0,05$$

$$L_{YX} = -0,01 \quad L_{YY} = 50,65 \quad L_{YZ} = -0,29$$

$$L_{ZX} = 0,05 \quad L_{ZY} = -0,29 \quad L_{ZZ} = 30,54$$

Momentos de inercia: (kg · m²)

Medido desde el sistema de coordenadas de salida.

$$I_{XX} = 310,78 \quad I_{XY} = 2,18 \quad I_{XZ} = -30,16$$

$$I_{YX} = 2,18 \quad I_{YY} = 337,86 \quad I_{YZ} = -20,85$$

$$I_{YX} = -30,16 \quad I_{ZY} = -20,85 \quad I_{ZZ} = 35,25$$

16 EJEMPLOS DE POSIBLES CONFIGURACIONES

Una de las ventajas del diseño de la estructura con disposición modular radica en la fácil adaptación que se puede conseguir en función de los requerimientos de la ubicación a instalar y de la tarea a realizar. En las figuras 5.8 y 5.9 se muestran tres diferentes posibles configuraciones de montaje de los ME (Módulo Eléctrico) y MCD (Módulo de Carga de Dron) a modo de ejemplificación.

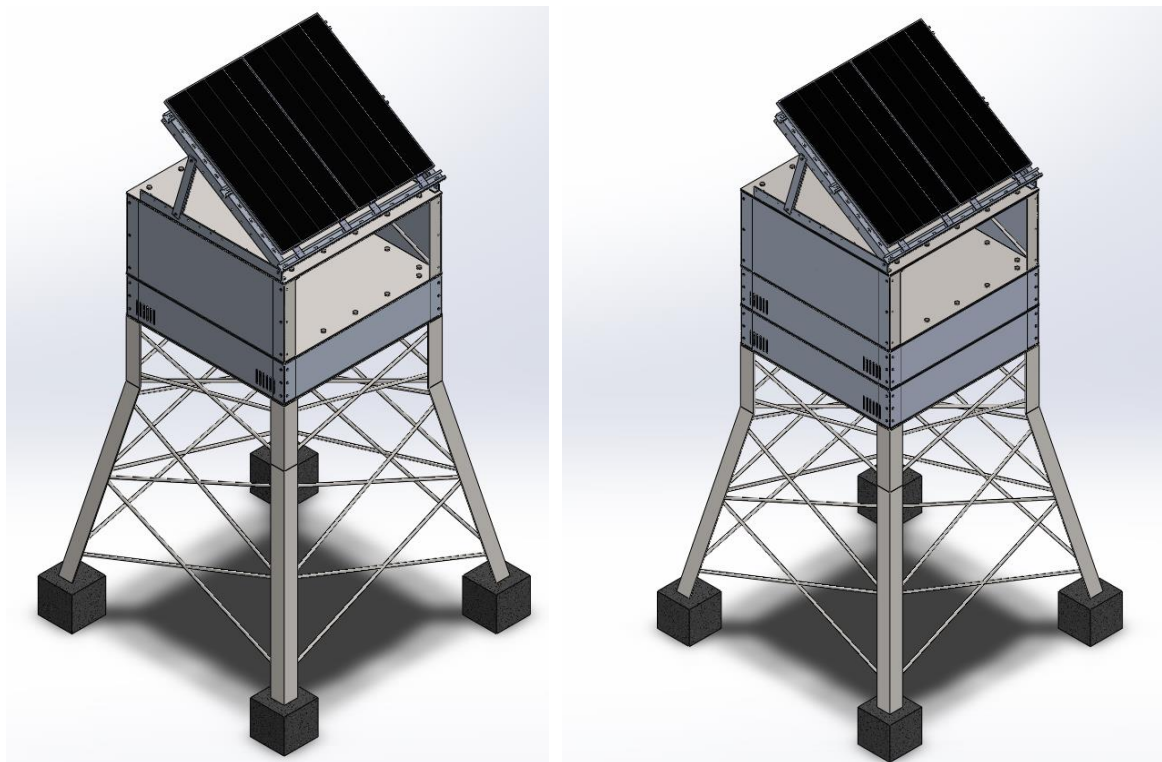


Figura 5.8 Modelos 3D ensamblaje completo A) 1 ME+1 MCD B) 2 ME+1 MCD

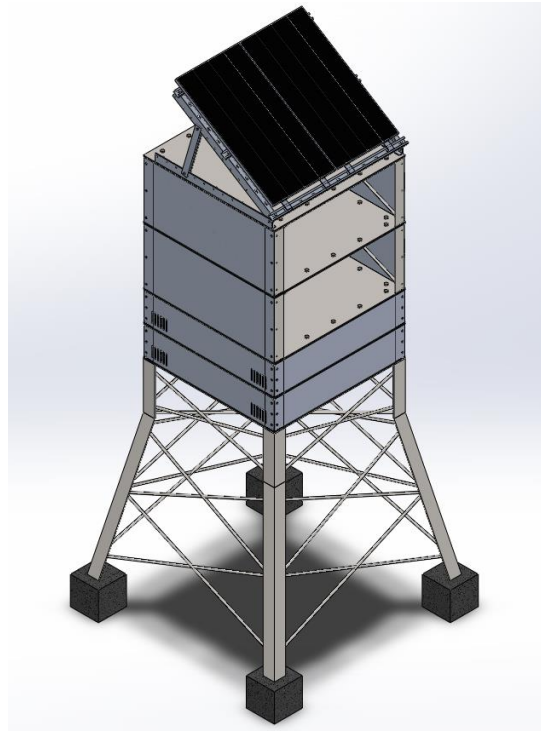


Figura 5.9 Modelo 3D ensamblaje completo C) 2 ME+2 MCD

17 ANÁLISIS ESTRUCTURAL

Presentada la estructura, se procede a exponer en este apartado cálculos y simulaciones que garanticen que esta cumpla con los requerimientos estructurales para los que ha sido diseñada. Para ello se aplican acciones permanentes y variables determinados mediante el CTE a las diferentes partes de la instalación empleando la herramienta Simulation del software Solidworks.

Para garantizar el funcionamiento óptimo en todas las configuraciones posibles se procede a realizar la simulación con la alternativa más desfavorable en términos de peso de las configuraciones posibles presentadas anteriormente (dos módulos eléctricos y dos módulos de carga de dron).

17.1 ACCIONES PERMANENTES

Se analizan las acciones permanentes transversales a todas las posibles ubicaciones para la instalación. Diferentes aspectos como la cimentación estructural son excluidos de este análisis puesto no se ha determinado una ubicación concreta para la instalación, el proyecto técnico a elaborar en caso de instalación real en un emplazamiento necesitaría de un análisis en profundidad de estos aspectos.

Por lo tanto, se realiza el análisis de acciones permanentes teniendo en cuenta el peso propio de los diferentes componentes estructurales.

Para ello se determinan las acciones permanentes sobre la base. En primer lugar en la ecuación (5.1) se analiza la masa del resto de componentes montados en la vertical superior.

$$m_{partes} = 2 \cdot m_{p2} + 2 \cdot m_{p3} + m_{p4} = 1370,13 \text{ kg} \quad (5.1)$$

La masa de los diferentes componentes eléctricos debe considerarse de forma estimativa puesto que no se puede realizar un análisis concreto sin conocer el emplazamiento de la estructura, por ello se procede a establecer un escenario desfavorable. Para ello se incrementa la masa de los dispositivos eléctricos seleccionados en el capítulo propuesta ejemplo en un 50% mediante la ecuación (5.2).

$$m_{dispositivos} = m_{dispositivos_propuesta \ ejemplo} \cdot 1,5 = 220,365 \text{ kg} \quad (5.2)$$

Una vez calculada la masa del conjunto de partes estructurales y de los dispositivos eléctricos, esta se multiplica en la ecuación por el valor de la gravedad para obtener el valor de la fuerza de peso propio.

$$p_{propio} = (m_{partes} + m_{dispositivos}) \cdot 9,81 = 156,015 \text{ kN} \quad (5.3)$$

Al tratarse de una acción permanente se procede a aplicar el coeficiente de seguridad de 1,35 empleado en estos casos [35].

$$p_{simulacion} = p_{propio} \cdot 1,35 = 210,62 \text{ kN} \quad (5.4)$$

Se muestra en las figuras 5.10 y 5.11 las simulaciones de la ampliación de la fuerza sobre la base de la estructura. Es de importancia remarcar que los resultados de estas dos simulaciones deben analizarse de manera conjunta.

La simulación de tensiones mostrada en la figura 5.10 arroja un resultado en el que se puede observar deformación plástica únicamente en las esquinas de la chapa de conexionado.

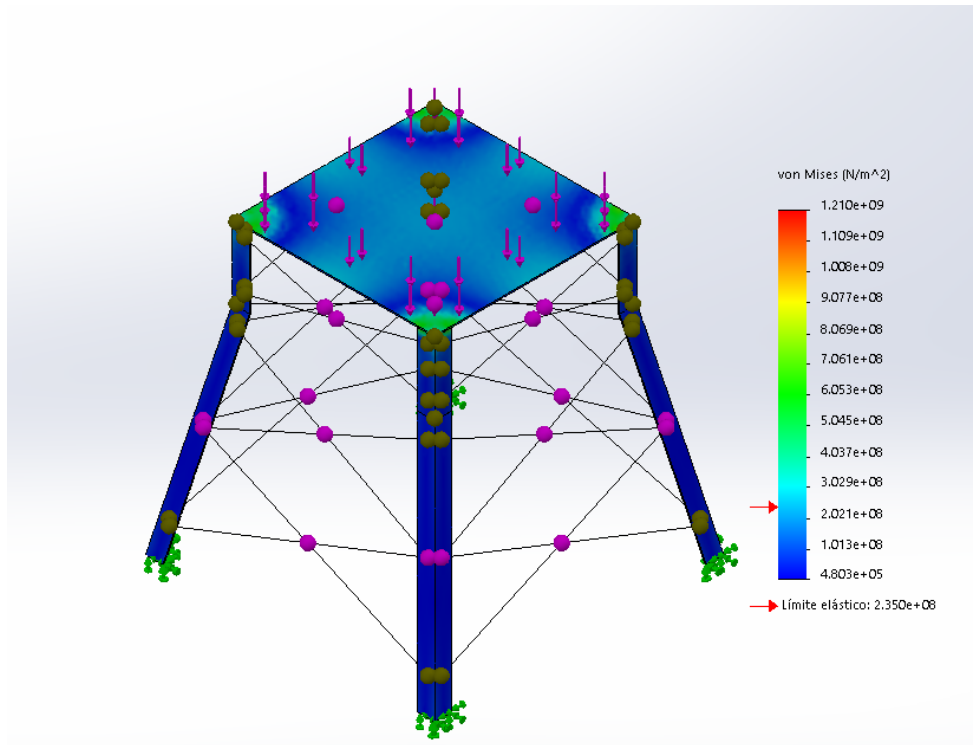


Figura 5.10 Resultado simulación de tensiones por peso propio mediante Solidworks

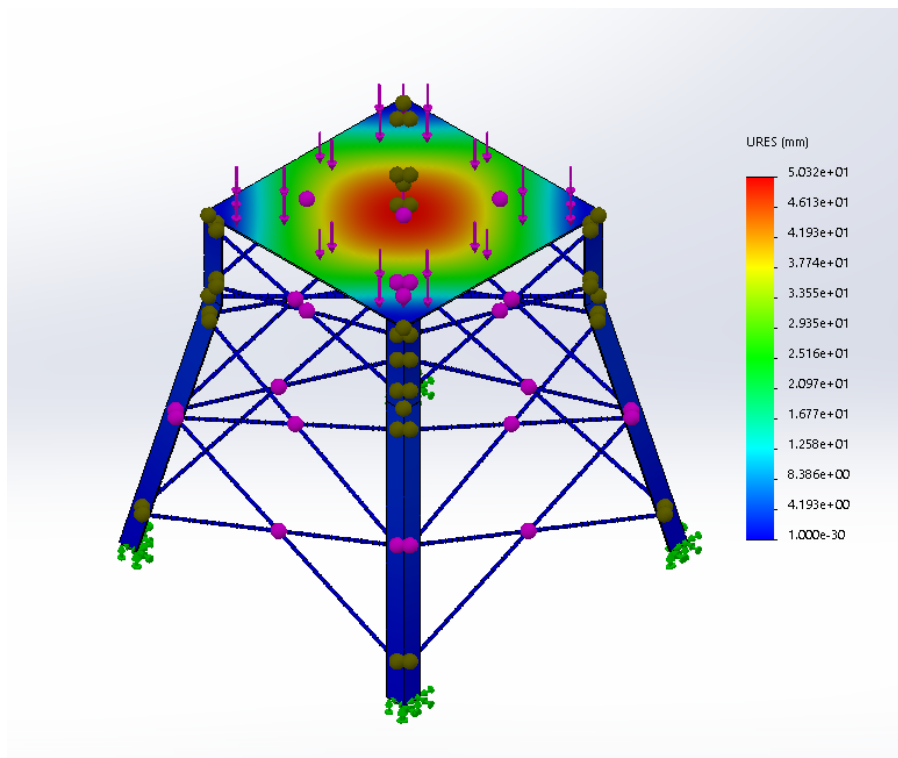


Figura 5.11 Resultado simulación de desplazamientos por peso propio mediante Solidworks

La simulación de desplazamientos nos muestra un valor máximo en la parte central de la superficie de contacto superior de la base de hasta 5,03 mm. Analizando de forma conjunta este resultado junto al análisis de deformaciones se concluye que esta deformación no supera el límite elástico en ese punto y por lo tanto no alcanza la deformación plástica. Sin embargo, las áreas en las que se determinó deformación plástica se arrojan unos resultados de desplazamiento mínimos. Por todo esto podemos concluir que el resultado arrojado es satisfactorio garantizando el funcionamiento correcto de la estructura ante el caso más desfavorable y por consiguiente el resto de las alternativas de configuración.

17.2 ACCIONES VARIABLES

Se procede a analizar el conjunto de acciones variables con incidencia directa sobre el sistema. Para ello se calculan y se simulan las cargas sobre el módulo con mayor exposición y menor resistencia estructural, la estructura de paneles solares.

17.2.1 ACCIÓN DEL VIENTO

La acción de viento es en general una fuerza perpendicular a la superficie de cada punto expuesto, o presión estática, q_e puede expresarse como [28]:

$$q_e = q_b \cdot c_e \cdot c_p \quad (5.5)$$

Donde:

q_b : Presión dinámica del viento la cual se puede obtener de forma precisa un mediante la ecuación (5.6) en función del emplazamiento geográfico de la obra.

c_e : Coeficiente de exposición. Se toma un valor constante de 2,0.

c_p : Coeficiente eólico o de presión, dependiente de la forma y orientación de la superficie respecto al viento.

Ante la falta de una ubicación concreta para emplazamiento se precisa del empleo de las condiciones más desfavorables. De esta forma empleando la documentación anteriormente citada se procede al cálculo de dichas condiciones de cada uno de los componentes de la ecuación (9).

La presión dinámica se calcula mediante la siguiente ecuación [28]:

$$q_b = 0,5 \cdot \delta \cdot v_b^2 \quad (5.6)$$

Donde:

δ : Densidad del aire fijada en 1,25 (kg/m³).

v_b : Valor básico de la velocidad del viento (m/s).

Determinado mediante el empleo de la figura 5.12.



Figura 5.12 Valor básico de la velocidad del viento en el territorio español [28]

De esta forma el valor más desfavorable de presión dinámica en la orografía española es el siguiente [28]:

$$q_b = 0,5 \cdot 1,25 \left(\frac{kg}{m^3} \right) \cdot 29^2 \left(\frac{m^2}{s^2} \right) = 0,52 \frac{kN}{m^2} \quad (5.7)$$

Procediendo a continuar con la obtención de los valores de las variables de la ecuación (5.5) es calculado el valor del coeficiente de exposición mediante el empleo de la tabla 5.1.

Tabla 5.1 Valores del coeficiente de exposición [28]

Grado de aspereza del entorno	Altura del punto considerado (m)							
	3	6	9	12	15	18	24	30
I Borde del mar o de un lago, con una superficie de agua en la dirección del viento de al menos 5 km de longitud	2,4	2,7	3,0	3,1	3,3	3,4	3,5	3,7
II Terreno rural llano sin obstáculos ni arbolado de importancia	2,1	2,5	2,7	2,9	3,0	3,1	3,3	3,5
III Zona rural accidentada o llana con algunos obstáculos aislados, como árboles o construcciones pequeñas	1,6	2,0	2,3	2,5	2,6	2,7	2,9	3,1
IV Zona urbana en general, industrial o forestal	1,3	1,4	1,7	1,9	2,1	2,2	2,4	2,6
V Centro de negocio de grandes ciudades, con profusión de edificios en altura	1,2	1,2	1,2	1,4	1,5	1,6	1,9	2,0

En este caso es seleccionado el valor asociado al grado I de aspereza del entorno, empleado para borde del mar o de un lago, con una superficie de agua en la dirección del viento de al menos 5 km de longitud. Para el dimensionado de nuestra instalación este lleva un valor asociado de 2,7.

Como último paso previo a la obtención del valor global se obtiene el coeficiente eólico mediante la tabla 5.2. Como inclinación de cubierta se establece el conjunto de los paneles FV en este concepto. Tomando la referencia de la orografía española el valor de la inclinación de estos más aproximado es 30° por lo que queda fijado el coeficiente eólico en 3,2.

Tabla 5.2 Valores coeficiente eólico [28]

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	$0 \leq \phi \leq 1$	0,5	1,8	1,1
	Arriba	0	-0,6	-1,3	-1,4
	Arriba	1	-1,5	-1,8	-2,2
5°	Abajo	$0 \leq \phi \leq 1$	0,8	2,1	1,3
	Arriba	0	-1,1	-1,7	-1,8
	Arriba	1	-1,6	-2,2	-2,5
10°	Abajo	$0 \leq \phi \leq 1$	1,2	2,4	1,6
	Arriba	0	-1,5	-2,0	-2,1
	Arriba	1	-2,1	-2,6	-2,7
15°	Abajo	$0 \leq \phi \leq 1$	1,4	2,7	1,8
	Arriba	0	-1,8	-2,4	-2,5
	Arriba	1	-1,6	-2,9	-3,0
20°	Abajo	$0 \leq \phi \leq 1$	1,7	2,9	2,1
	Arriba	0	-2,2	-2,8	-2,9
	Arriba	1	-1,6	-2,9	-3,0
25°	Abajo	$0 \leq \phi \leq 1$	2,0	3,1	2,3
	Arriba	0	-2,6	-3,2	-3,2
	Arriba	1	-1,5	-2,5	-2,8
30°	Abajo	$0 \leq \phi \leq 1$	2,2	3,2	2,4
	Arriba	0	-3,0	-3,8	-3,6
	Arriba	1	-1,5	-2,2	-2,7

Finalmente se procede a obtener el resultado de presión estática sustituyendo los valores obtenidos de la siguiente forma:

$$q_e = 0,52 \left(\frac{kN}{m^2} \right) \cdot 3,2 \cdot 2,7 = 4,49 \left(\frac{kN}{m^2} \right) \quad (5.8)$$

A este valor calculado se procede a aplicar su coeficiente de seguridad correspondiente de 1,5 al tratarse de una acción variable. De este modo el valor de presión a introducir en la simulación se obtiene a través de (13).

$$q_{e \text{ simulación}} = 1,5 \cdot 4,49 \left(\frac{kN}{m^2} \right) = 6,735 \left(\frac{kN}{m^2} \right) \quad (5.9)$$

Han sido recreadas dos alternativas de incidencia del viento sobre la superficie. Ambas simulaciones son recreadas considerando el valor de presión calculado en (5.9).

En las figuras 5.13 y 5.14 se muestran los resultados arrojados de la simulación de una carga normal a la superficie de los módulos FV.

Como se puede observar en la figura 5.13 se registran puntos concretos en los cuales se supera el límite elástico y se alcanza por tanto la deformación plástica.

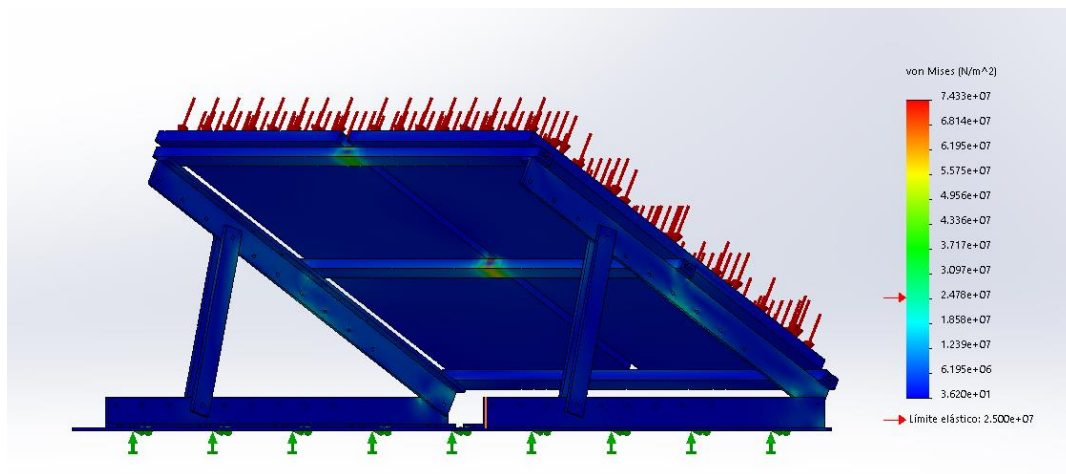


Figura 5.13 Resultado simulación de tensiones por acción del viento en dirección normal a los módulos FV mediante Solidworks

Esta deformación plástica ha de analizarse de forma rigurosa en conjunto con la figura 5.14. En esta podemos encontrar que en los puntos de especial interés el desplazamiento producido es de la orden de 1,895 mm. A su vez el punto con mayor desplazamiento encontrado queda fijado en 3,248m. Por lo tanto en

conjunto se consideran resultados satisfactorios pues se garantiza la integridad estructural del dispositivo

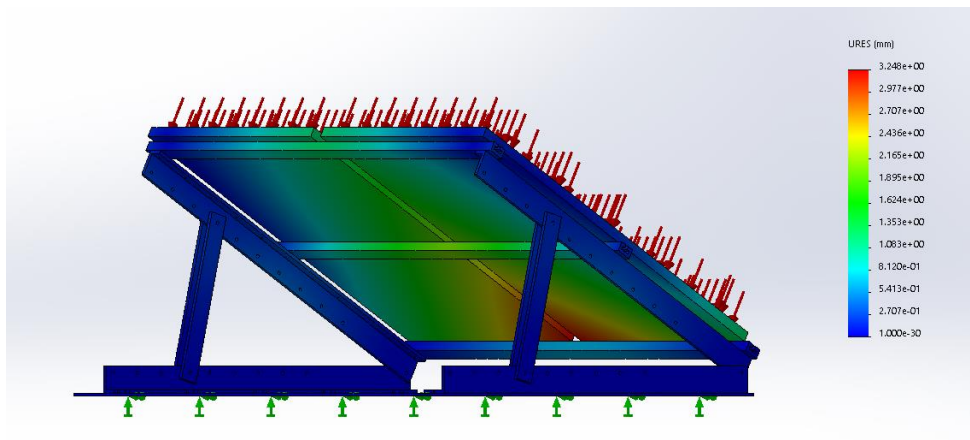


Figura 5.14 Resultado simulación de desplazamientos por acción del viento en dirección normal a los módulos FV mediante Solidworks

Como segundo análisis se considera una incidencia del viento normal a la superficie de la perfilería lateral. Se muestran en las figuras 5.15 y 5.16 el análisis de tensiones y de desplazamientos en estas condiciones.

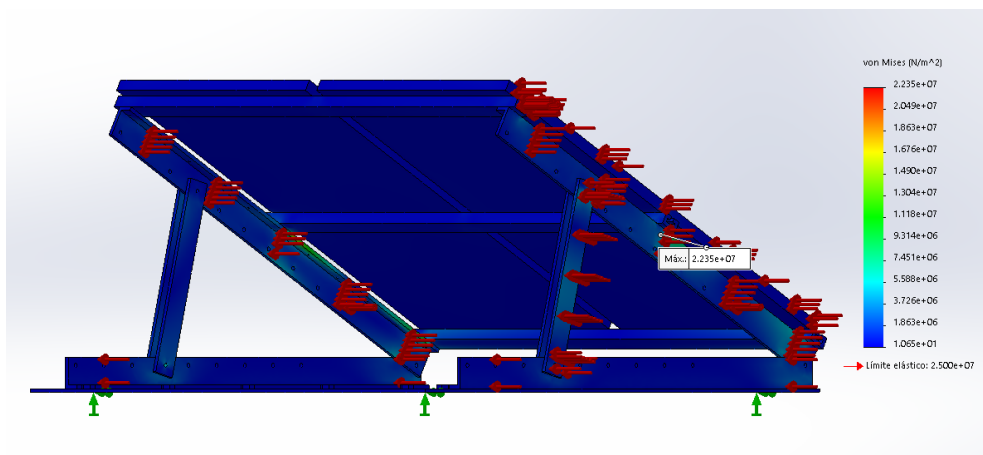


Figura 5.15 Resultado simulación de tensiones por acción del viento en dirección lateral mediante Solidworks

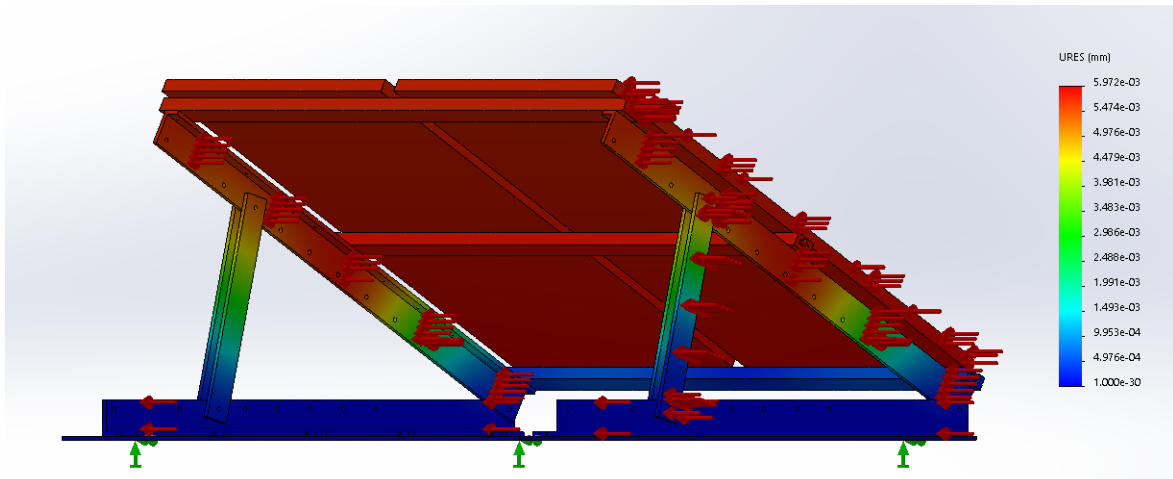


Figura 5.16 Resultado simulación de desplazamientos por acción del viento en dirección lateral mediante Solidworks

Ante una carga de este tipo se puede observar como no se ha alcanzado el límite de deformación elástica y como el análisis de desplazamientos muestra unos resultados de deformación constante, pero de valor ínfimo de la orden de $5,972 \cdot 10^{-3}$ mm. Considerándose por tanto estos unos resultados satisfactorios en relación a la integridad estructural.

17.2.2 ACCIÓN DE LA NIEVE

Continuando con la argumentación expuesta en apartado anterior se procede al planteamiento del caso más desfavorable, de forma que se garantice de forma implícita el funcionamiento correcto en condiciones de menor requerimiento.

Se continúa haciendo uso del CTE DB-SE-AE, mediante el cual se puede determinar la carga que ejerce la nieve [28].

$$q_n = \mu \cdot s_k \quad (5.10)$$

Dónde:

μ : Coeficiente de la forma de la cubierta. Para la obtención de valor más desfavorable queda fijado en 1.

s_k : Valor característico de la carga de nieve sobre terreno horizontal, el cual queda fijado en 1,2 (kN/m²) a través del uso de la tabla 5.3.

Tabla 5.3 Sobrecarga de nieve por provincias [28]

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- tían/Donostia	0	0,3
Ávila	1.130	1,0	Jaén	570	0,4	Santander	1.000	0,3
Badajoz	180	0,2	León	820	1,2	Segovia	10	0,2
Barcelona	0	0,4	Lérida / Lleida	150	0,5	Sevilla	1.090	0,9
Bilbao / Bilbo	860	0,3	Logroño	470	0,6	Soria	0	0,4
Burgos	440	0,6	Lugo	470	0,7	Tarragona	0	0,2
Cáceres	440	0,4	Madrid	660	0,6	Tenerife	950	0,9
Cádiz	0	0,2	Málaga	0	0,2	Teruel	550	0,5
Castellón	0	0,2	Murcia	40	0,2	Toledo	0	0,2
Ciudad Real	640	0,6	Orense / Ourense	130	0,4	Valencia/València	690	0,4
Córdoba	100	0,2	Oviedo	230	0,5	Valladolid	520	0,7
Coruña / A Coruña	0	0,3	Palencia	740	0,4	Vitoria / Gasteiz	650	0,4
Cuenca	1.010	1,0	Palma de Mallorca	0	0,2	Zamora	210	0,5
Gerona / Girona	70	0,4	Palmas, Las	0	0,2	Zaragoza	0	0,2
Granada	690	0,5	Pamplona/Iruña	450	0,7	Ceuta y Melilla		

Sustituyendo estos valores se obtiene:

$$q_n = 1 \cdot 1,2 \left(\frac{kN}{m^2} \right) = 1,2 \left(\frac{kN}{m^2} \right) \quad (5.11)$$

Al valor de carga de nieve calculado se aplica un coeficiente de 1,5 como acción variable, por lo que el valor a introducir en la simulación finalmente se obtiene en (5.12).

$$q_{e \text{ simulación}} = 1,5 \cdot 1,2 \left(\frac{kN}{m^2} \right) = 1,8 \left(\frac{kN}{m^2} \right) \quad (5.12)$$

Al igual que los análisis de cargas por el efecto del viento se aplica este valor de carga de nieve calculado a la estructura de paneles FV. En concreto se aplica este valor como una carga vertical. Los resultados de esto son mostrados en las figuras 5.17 y 5.18.

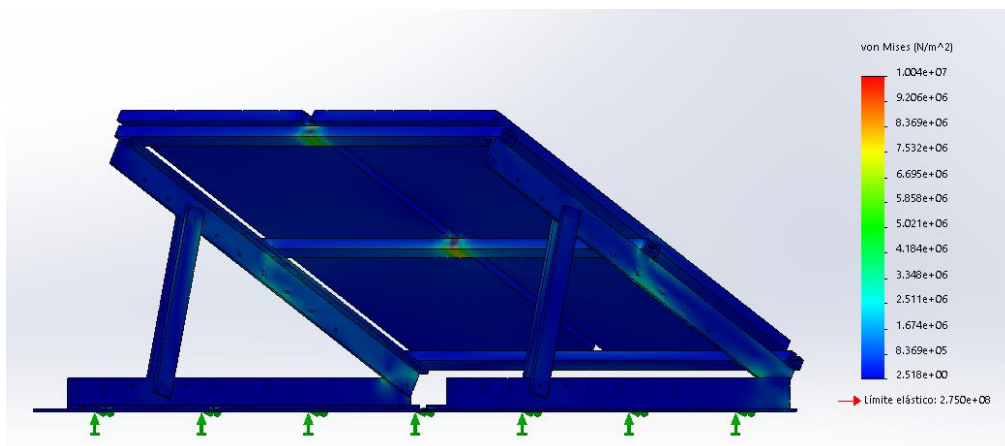


Figura 5.17 Resultado simulación de tensiones por acción de la nieve mediante Solidworks

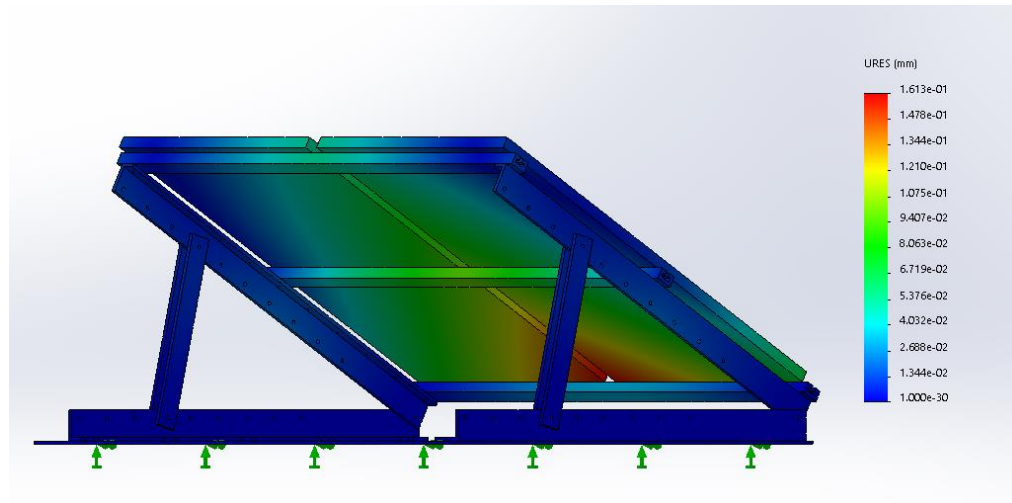


Figura 5.18 Resultado simulación de desplazamientos por acción de la nieve mediante Solidworks

Analizando estas figuras se puede determinar que esta incidencia de carga es soportada por la estructura de manera satisfactoria pues se presenta un mismo patrón de deformación y desplazamiento que las figuras 5.13 y 5.14 pero de menor intensidad.

Queda garantizado por tanto un correcto funcionamiento del sistema en términos estructurales para cualquiera que sea la ubicación de instalación dentro del territorio español. Ubicaciones fuera de este territorio puede requerir un nuevo análisis por presentar condiciones de viento y nieve más desfavorables.

Consumo eléctrico estimado

A continuación, se expone un cálculo del consumo eléctrico previsto en función del modelo de dron elegido anteriormente. En caso de utilizar otro modelo para el control aéreo el consumo eléctrico tendría que ser recalculado.

El UAV empleado cuenta con una batería Li-Po con una energía máxima de 81,3 Wh. Debido a la tipología de esta batería se recomienda someter ésta al estrés mínimo necesario, por ello se establece como condición que esta se encontrará en todo momento en valores superiores al 20% e inferiores del 80% de su carga máxima. A continuación, en las ecuaciones (6.1), (6.2) y (6.3) se procede a calcular la energía requerida en el proceso de carga, así como la energía máxima y mínima que almacenará la batería del UAV siguiendo estas recomendaciones.

$$E_{min} = 0,2 \cdot 81,3 = 16,26 \text{ Wh} \quad (6.1)$$

$$E_{max} = 0,8 \cdot 81,3 = 65,04 \text{ Wh} \quad (6.2)$$

$$E_{carga} = E_{max} - E_{min} = 49,14 \text{ Wh} \quad (6.3)$$

Anteriormente se ha documentado la selección de los modelos de transmisor y cargador del sistema, los cuales tienen una potencia máxima de carga de 300W. Sin embargo, la batería del dron seleccionado admite una potencia máxima de carga de 100W, por lo cual el sistema de carga verá limitada su potencia a este valor mediante la configuración de los parámetros del transmisor.

Debido a la naturaleza de la solución propuesta realizar una previsión de consumo energético diario se trata de una tarea que necesita un cierto nivel de flexibilidad al realizar las estimaciones de este. Por ello, para el dimensionado se calcula cuál sería el mayor número de ciclos vuelos carga diarios y su consumo y se analiza una opción más realista a partir de estos datos. Debido a esto es necesario inicialmente partir de un supuesto en el cual el dispositivo aéreo se encuentre en vuelo durante 24 horas excepto los momentos de carga.

El primer paso es calcular el tiempo que transcurre desde que el dron inicia el vuelo al 80% de batería hasta que una vez vuelto a la estación de carga vuelve a alcanzar este porcentaje. Para ello, tomamos como valor la estimación de tiempo de vuelo expuesta en su datasheet (28 min) y calculamos en la ecuación 8 el tiempo que transcurre para poder realizar la carga de la batería del 20% al 80% a

una potencia de 100W. Después de esto en la ecuación 6.4 se obtiene el valor del tiempo del ciclo completo carga vuelo.

$$t_{carga} = \frac{49,14Wh}{100 W} = 0,4914 h \approx 30 \text{ min} \quad (6.4)$$

$$t_{ciclo \text{ completo}} = t_{carga} + t_{vuelo} \approx 30 \text{ min} + 28 \text{ min} \approx 58 \text{ min} \quad (6.5)$$

Una vez obtenido el tiempo que dura un ciclo completo de vuelo y carga se puede calcular el número máximo de ciclos en un día. Con el valor obtenido en la ecuación (6.5) y con el consumo energético que supone cargar la batería del 20% al 80% calculado anteriormente en la ecuación (6.3) obtenemos el resultado del consumo máximo diario para esta configuración en la ecuación (6.7).

$$\text{número máximo de ciclos completos en un día} = 1440 \text{ min} / 58 \text{ min} = 24 \quad (6.6)$$

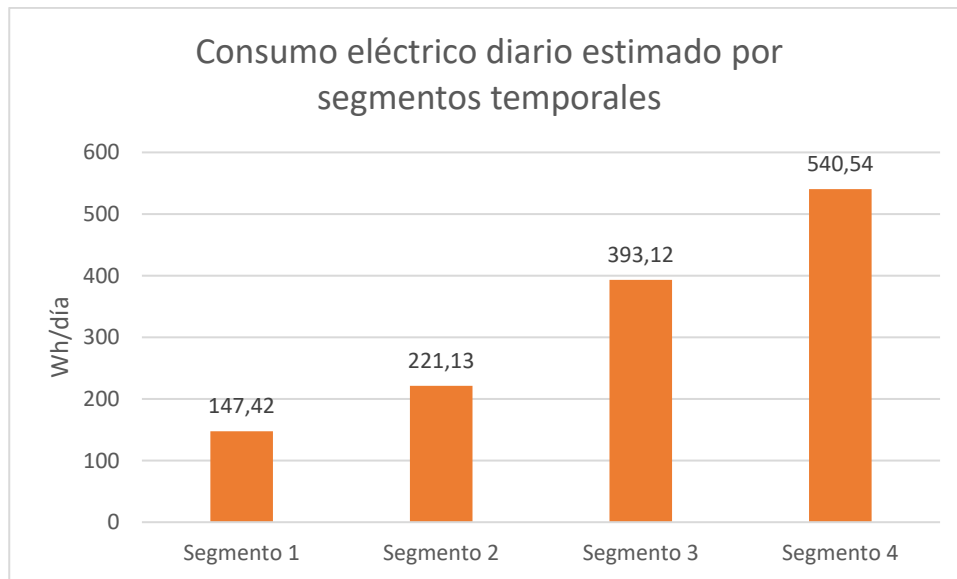
$$\text{consumo máximo diario} = 24 \cdot 49,14 \text{ Wh} = 1179,36 \text{ Wh} \quad (6.7)$$

Sin embargo, un uso constante del dron durante las 24 horas del día de forma habitual resultaría en sobrecalentamientos y deterioros por esto. Además, el uso de la solución planteada toma especial interés en los meses estivales debido al aumento de temperaturas y por ende incremento de riesgo de incendios.

Por ello se establecen diferentes segmentos temporales en relación con el uso del dispositivo. El primer segmento es comprendido por los meses de enero, febrero, noviembre y diciembre, en estos periodos se realiza una estimación de uso del dispositivo en torno a tres ciclos de vuelo-carga diarios, en este contexto el uso del dispositivo volador se orienta a comprobaciones rutinarias del terreno. El siguiente escalón en relación con el uso de la estructura sucede en los meses de marzo, abril y octubre en los cuales se estima un uso de la estación en torno a unas cuatro, cinco cargas diarias. Paulatinamente con el aumento de las temperaturas y el descenso de precipitaciones el uso de la estación se ve claramente incrementado. Por ello en el siguiente periodo de tiempo, el cual comprende los meses de marzo y septiembre se calcula la realización de 8 ciclos de carga. Finalmente, en los meses de junio, julio y agosto se orienta el empleo de la estación alrededor de 11 ciclos de carga.

A continuación, se muestra el consumo eléctrico diario que se espera en cada una de estas etapas.

Tabla 6.1 Consumo eléctrico estimado por segmentos temporales establecidos [Wh/día]



Para poder cumplimentar posteriormente las fórmulas del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones aisladas de red se realiza el promedio del consumo anual de esta forma el valor de consumo diario medio queda fijado de esta manera en 305,08 Wh/día.

Propuesta ejemplo

A continuación, se presenta y detalla el dimensionado y características de una configuración ejemplo para el caso de carga de un solo dron en la estación de carga. Situada en el municipio de Posada de Valdeón provincia de León. El conjunto de datasheets e informes empleados para la elaboración del presente capítulo son adjuntos respectivamente en Anexo I y Anexo III.

18 EMPLAZAMIENTO PROPUESTO

La estructura se situará en la parcela de suelo rústico 230 del polígono 11 del municipio de Posada de Valdeón, provincia de León [36].

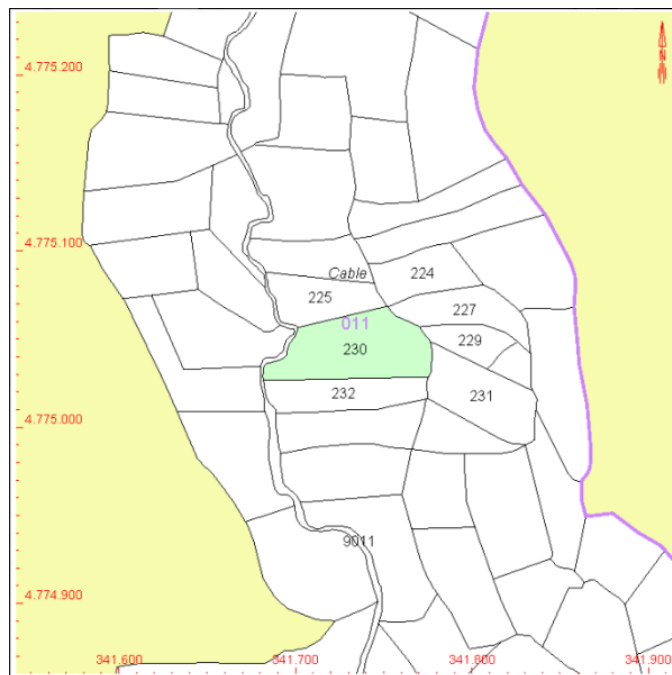


Figura 7.1 Parcela de suelo rústico 230, polígono 11 Posada de Valdeón (León) [36]

Altitud 1536 m SNM (Sobre Nivel del Mar)

Latitud 43, 111494° (43° 6' 41,378")

Longitud -4, 944840° (4° 56' 41,424" O)

19 OBJETO DE LA INSTALACIÓN EN EMPLAZAMIENTO PROPUESTO

La instalación de una base de carga de drones en este emplazamiento permitiría cubrir de forma aérea un área de 28,27 km² pertenecientes al parque natural Picos de Europa. Se trata por tanto de una propuesta para proteger y velar en un área reserva de la biosfera. Pudiendo servir el dron asociado a dicha estación de carga como herramienta para detección temprana de focos de incendios, control de ganado o como herramienta complementaria en rescates humanos. La instalación de la estructura en esta ubicación está focalizada principalmente en los meses estivales, debido al aumento de temperaturas y el incremento de afluencia en la zona.

En dicho emplazamiento no sería posible la instalación de un sistema conectado a la red. Esto es debido a que la línea eléctrica más cercana tal como se muestra en la figura 7.2 se sitúa a 2,51 km de distancia. Por ello, la presente propuesta de estación de carga presenta unas características idóneas para esta ubicación.

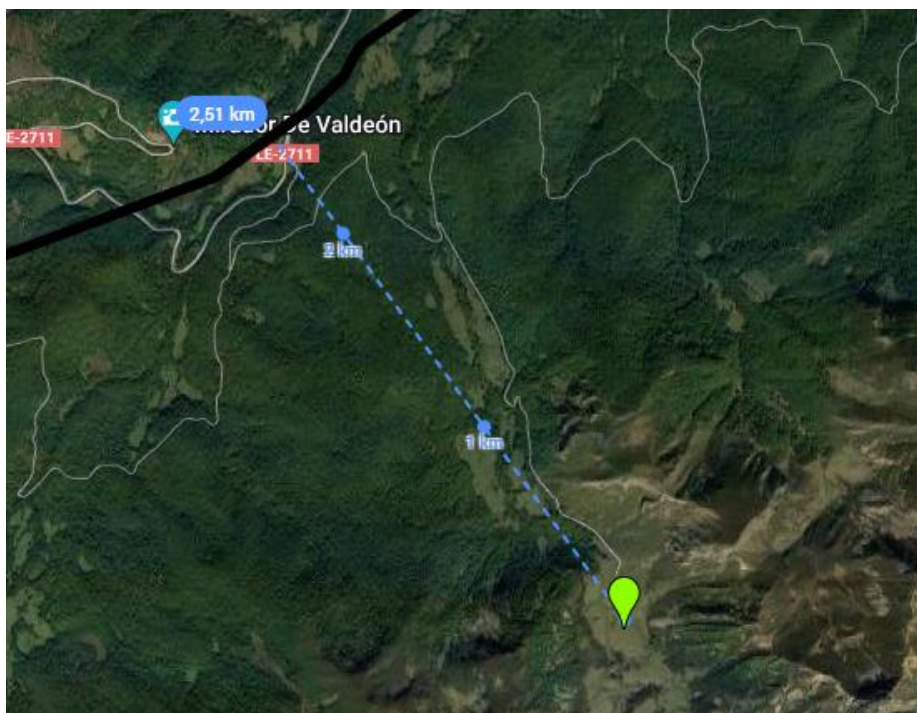


Figura 7.2 Distancia a línea de red más cercana desde ubicación propuesta para estación de carga

20 IRRADIANCIA SOLAR EN EMPLAZAMIENTO PROPUESTO

A continuación, se presentan los datos mensuales del promedio de los años 2018 a 2020 de irradiancia y temperatura en la ubicación seleccionada, para ello se ha utilizado la herramienta PVGIS. Además, mediante el empleo de esta herramienta se ha obtenido el ángulo de inclinación óptimo para los paneles en el emplazamiento seleccionado.

Tabla 7.1 Media (2018-2020) Irradiación solar y temperatura mensual en ubicación seleccionada

Mes	H_h	H_{opt}	$H_{b(n)}$	K_d	T_m
Enero	44,53	68,86	54,14	0,53	2,7
Febrero	84,66	126,74	114,89	0,36	5,2
Marzo	112,5	136,57	98,5	0,47	3,9
Abril	91,55	95,05	41,38	0,71	7,6
Mayo	183,29	185,93	154,13	0,37	12,0
Junio	158,88	153,25	94,95	0,56	11,6
Julio	221,57	223,43	200,8	0,31	15,8
Agosto	173,08	186,11	151,26	0,37	15,2
Septiembre	132,85	159,12	129,23	0,39	12,7
Octubre	73,58	91,88	54,25	0,61	7,5
Noviembre	56,88	88,68	72,02	0,49	6,4
Diciembre	22,22	25,23	8,3	0,86	1,0

H_h : Irradiación solar sobre un plano horizontal $\left[\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}\right]$
mes

H_{opt} : Irradiación solar en un plano de inclinación óptima $\left[\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}\right]$
mes

$H_{b(n)}$: Irradiación de haz mensual en un plano normal a los rayos del sol $\left[\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}\right]$
mes

K_d : Relación entre la irradiación difusa y la global (-)

T_m : Promedio de 24h de temperatura (°C)

Ángulo de inclinación óptima para emplazamiento seleccionado: 32°

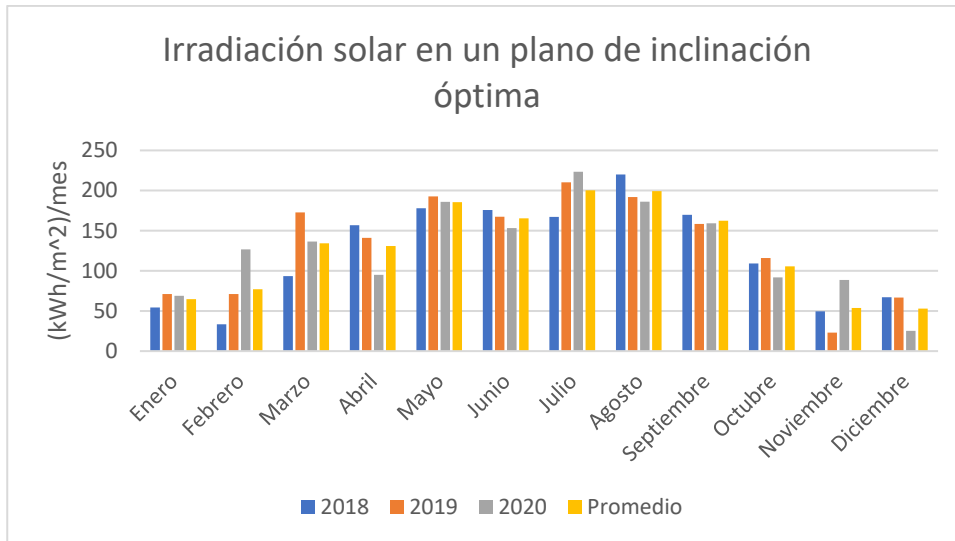


Figura 7.3 Representación gráfica irradiación solar en un plano de inclinación óptima

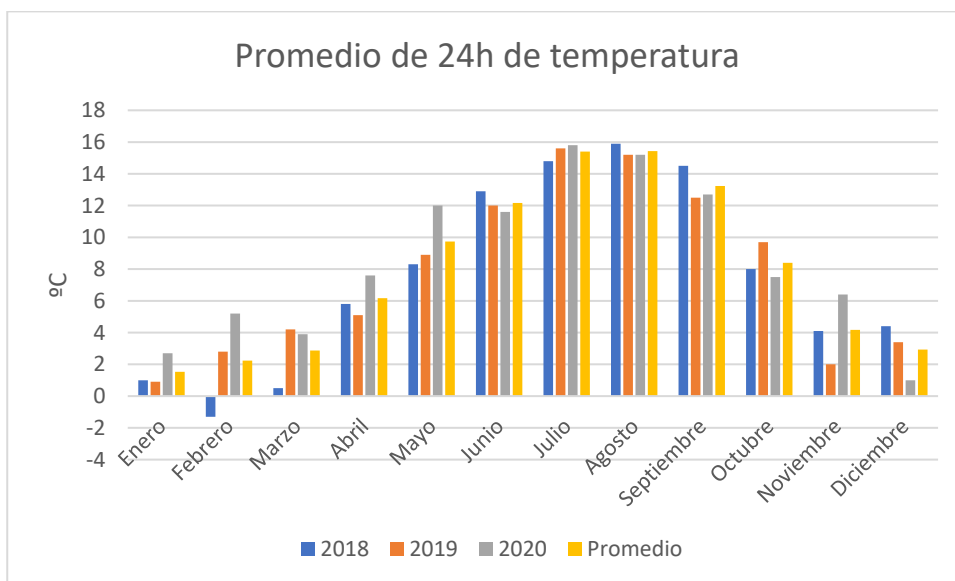


Figura 7.4 Representación gráfica promedio de 24 h de temperatura

21 PERDIDAS INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA EN EMPLAZAMIENTO PROPUESTO

En el anterior apartado se determinó el ángulo óptimo para la instalación del panel o paneles de la estructura, el resultado de este fue 32°. En la solución propuesta de estructura de ángulo configurable la posibilidad más cercana a este valor se encuentra en 32, 6°. A partir de este momento, queda fijado este valor como

ángulo de inclinación del panel o paneles a instalar en la solución propuesta para la presente ubicación tal como se muestra en la figura 7.5.

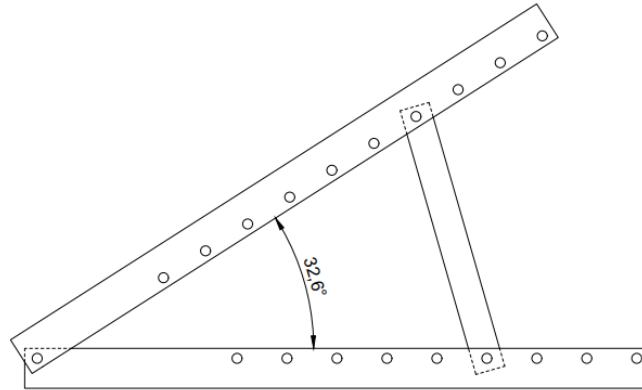


Figura 7.5 Esquematación ángulo establecido en estructura de sujeción de paneles configurable

Siguiendo el PCT-C-REV - julio 2011 se comprueba si el resultado obtenido por PVGIS es correcto y si el ángulo establecido para la instalación se encuentra dentro de los límites permitidos para las coordenadas del emplazamiento.

Anexo II apartado 2.1

Para calcular las pérdidas del sistema de generación eléctrico propuesto y comprobar si cumple los requerimientos necesarios, se procede a seguir el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones conectadas a red PCT-C-REV-julio 2011.

- *Conocido el azimut, determinamos en la Figura 7.6 los límites para la inclinación en el caso de $\varphi = 41^\circ$. Para el caso general, las pérdidas máximas por este concepto son del 10 %; para superposición, del 20 %, y para integración arquitectónica del 40 %. Los puntos de intersección del límite de pérdidas con la recta de azimut nos proporcionan los valores de inclinación máxima y mínima.*
- *Si no hay intersección entre ambas, las pérdidas son superiores a las permitidas y la instalación estará fuera de los límites. Si ambas curvas se intersecan, se obtienen los valores para latitud $\varphi = 41^\circ$ y se corrigen de acuerdo al apartado 2.2 [37].*

Anexo II apartado 2.2

Se corregirán los límites de inclinación aceptables en función de la diferencia entre la latitud del lugar en cuestión y la de 41° , de acuerdo a las siguientes fórmulas: [37]

$$\text{Inclinación máxima} = \text{Inclinación} (\varphi = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud}) \quad (7.1)$$

$$\text{Inclinación mínima} = \text{Inclinación} (\varphi = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud}), \quad (7.2)$$

siendo 0° su valor mínimo.

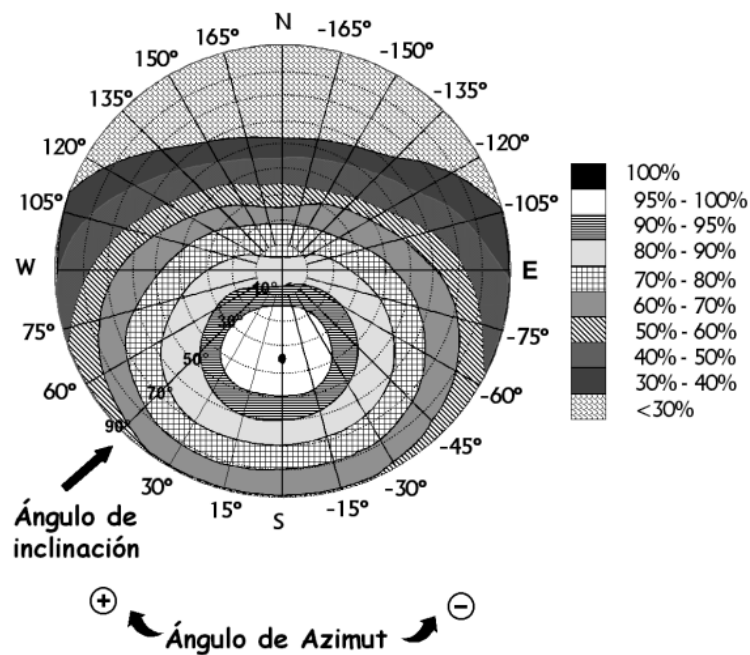


Figura 7.6 Cálculo inclinación límite en función del ángulo azimut [25]

21.1 CÁLCULOS DE LA INSTALACIÓN

$$\beta_{\text{máxima}}(\varphi = 41^\circ) = 60^\circ \quad (7.3)$$

$$\beta_{\text{mínima}}(\varphi = 41^\circ) = 7^\circ \quad (7.4)$$

$$\beta_{\text{máxima}}(\varphi = 43^\circ) = 60^\circ - (41^\circ - 43^\circ) = 62^\circ \quad (7.5)$$

$$\beta_{\text{máxima}}(\varphi = 43^\circ) = 7^\circ - (41^\circ - 43^\circ) = 9^\circ \quad (7.6)$$

Se ha verificado de esta manera que el ángulo proporcionado por PVGIS es correcto y a su vez que el ángulo a instalar en la solución propuesta se encuentra dentro de los límites permitidos.

Una vez se ha verificado que el ángulo planteado para realizar la posible instalación es correcto se procede a recalcular irradiación en PVGIS con el valor obtenido de inclinación.

Tabla 7.2 Datos irradiación mensual en emplazamiento propuesto para $\alpha = 0$ y $\beta = 32,6$ expresado en kWh/(m²·mes)

Mes	2018	2019	2020	Promedio
Enero	55	70,93	68,98	64,97
Febrero	33,37	71,08	126,94	77,13
Marzo	93,49	172,62	136,63	134,246667
Abril	156,6	141,14	95	130,913333
Mayo	176,83	192,78	185,79	185,133333
Junio	174,17	167,51	153,09	164,923333
Julio	166,05	210,38	223,24	199,89
Agosto	219,44	191,95	186,04	199,143333
Septiembre	170,59	158,41	159,18	162,726667
Octubre	110,15	115,89	91,95	105,996667
Noviembre	49,89	23,06	88,83	53,9266667
Diciembre	68,3	66,64	25,23	53,39

22 PÉRDIDAS INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA EN EMPLAZAMIENTO PROPUESTO

Apartado 4.1.1: *Las pérdidas de radiación causadas por una orientación e inclinación del generador distintas a las óptimas, y por sombreado, en el período de diseño, no serán superiores a los valores especificados en la tabla 7.3 [38].*

Tabla 7.3 Límites pérdidas de radiación del generador [26]

<i>Pérdidas de radiación del generador</i>	<i>Valor máximo permitido (%)</i>
Inclinación y orientación	20
Sombras	10
Combinación de ambas	20

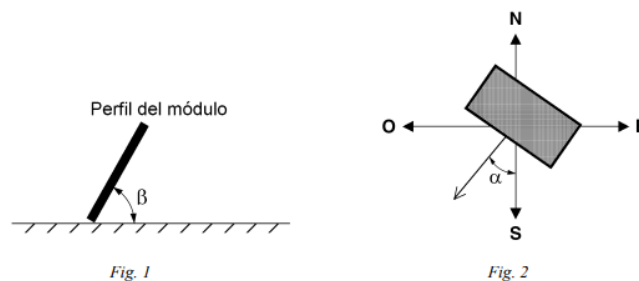
Apartado 4.1.2: El cálculo de las pérdidas de radiación causadas por una inclinación y orientación del generador distintas a las óptimas se hará de acuerdo al apartado 3.2 del anexo I [38].

Anexo I apéndice II apartado 2.1: Ángulo de inclinación β

Ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal (figura 1). Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para verticales [38].

Anexo I apéndice II apartado 2.2: Ángulo de azimut α

Ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar (figura 7.7). Valores típicos son 0° para módulos orientados al sur, -90° para módulos orientados al este y $+90^\circ$ para módulos orientados al oeste [38].

Figura 7.7 Ángulo de inclinación β y ángulo de azimut α [38]

Anexo I apéndice II apartado 2.6: Factor de irradiación (FI)

Porcentaje de radiación incidente para un generador de orientación e inclinación (α, β) respecto a la correspondiente para una orientación e inclinación óptimas $(\alpha = 0, \beta_{opt})$. Las pérdidas de radiación respecto a la orientación e inclinación óptimas vienen dadas por $(1 - FI)$ [38].

Anexo I apéndice II apartado 2.7: Factor de sombreado (FS)

Porcentaje de radiación incidente sobre el generador respecto al caso de ausencia total de sombras. Las pérdidas por sombreado vienen dadas por $(1 - FS)$ [38].

Anexo I apéndice II apartado 3.2:

Se determinará la orientación e inclinación óptimas ($\alpha = 0, \beta_{opt}$) para el período de diseño elegido. En la tabla III se presentan períodos de diseño habituales y la correspondiente inclinación (β) del generador que hace que la colección de energía sea máxima [38].

Tabla 7.4 Ángulo de inclinación óptima por periodos de diseño habituales [38]

Período de diseño	β_{opt}	$K = \frac{G_{dm}(\alpha=0, \beta_{opt})}{G_{dm}(0)}$
Diciembre	$\phi + 10$	1,7
Julio	$\phi - 20$	1
Anual	$\phi - 10$	1,15

ϕ = Latitud del lugar en grados

El diseñador buscará, en la medida de lo posible, orientar el generador de forma que la energía captada sea máxima en el período de diseño ($\alpha = 0, \beta_{opt}$). Sin embargo, no será siempre posible orientar e inclinar el generador de forma óptima, ya que pueden influir otros factores como son la acumulación de suciedad en los módulos, la resistencia al viento, las sombras, etc. Para calcular el factor de irradiación para la orientación e inclinación elegidas se utilizará la expresión aproximada: [38]

$$FI = 1 - [1,2 \times 10^{-4}(\beta - \beta_{opt})^2 + 3,5 \times 10^{-5} \alpha^2] \quad \text{para } 15^\circ < \beta < 90^\circ \quad (7.7)$$

$$FI = 1 - [1,2 \times 10^{-4}(\beta - \beta_{opt})^2] \quad \text{para } \beta \leq 15^\circ \quad (7.8)$$

22.1 CÁLCULOS DE LA INSTALACIÓN

Este estudio consiste, como se ha expuesto en capítulos y apartados anteriores en la exposición y discusión de la implementación de una posible solución de nueva instalación. Por esta razón, al tratarse de un caso en el cual se necesitaría realizar un montaje desde cero, sin aprovechar estructuras anteriores que condicionasen la ubicación del sistema se establece que la estructura a emplear se orientará

hacia el sur para maximizar la producción eléctrica, siempre que otros factores externos no contrapongan esta posibilidad. En el caso del emplazamiento elegido como ejemplo, no existe ningún factor externo que lo impida. Por lo tanto, se establece el sur como orientación para los paneles de la instalación. Por ende, queda fijado el ángulo azimut α en 0° .

Adicionalmente a esto, se recuerda que el ángulo de inclinación β ha sido fijado en $32,6^\circ$.

$$\begin{aligned} \text{Pérdidas de irradiación}(\%) &= & (7.9) \\ &= 100 \cdot [1,2 \times 10^{-4}(32,6 - 43 + 10)^2 + 3,5 \times 10^{-5} 0^2] \\ &\approx 1\% \end{aligned}$$

$$\text{Pérdidas de factor de sombreado}(\%) = 0\% \quad (7.10)$$

Las pérdidas son inferiores al valor fijado en el PCT, de esta forma por convenio se establece desde este momento para cálculos posteriores un valor de pérdidas del 14%.

23 DIMENSIONADO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA MEDIANTE PCT-A-REV-FEBRERO 2009

Como método para el dimensionado del sistema de generación eléctrica de la propuesta, se procede a seguir el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones aisladas de red PCT-A-REV-febrero 2009.

23.1 APARTADOS A SEGUIR

Apartado 4.2.3: *Se determinará el rendimiento energético de la instalación y el generador mínimo requerido (P_{mp} , min) para cubrir las necesidades de consumo según lo estipulado en el anexo I, apartado 3.4 [38].*

Apartado 4.2.4: *El instalador podrá elegir el tamaño del generador y del acumulador en función de las necesidades de autonomía del sistema, de la probabilidad de pérdida de carga requerida y de cualquier otro factor que quiera considerar. El tamaño del generador será, como máximo, un 20% superior al P_{mp} , min calculado en 4.2.3. En aplicaciones especiales en las que se requieran probabilidades de pérdidas de carga muy pequeñas podrá aumentarse el tamaño del generador, justificando la necesidad y el tamaño en la Memoria de Solicitud [38].*

Apartado 4.2.5: Como norma general, la autonomía mínima de sistemas con acumulador será de tres días. Se calculará la autonomía del sistema para el acumulador elegido (conforme a la expresión del apartado 3.5 del anexo I). En aplicaciones especiales, instalaciones mixtas eólico-fotovoltaicas, instalaciones con cargador de baterías o grupo electrógeno de apoyo, etc. que no cumplan este requisito se justificará adecuadamente [38].

Apartado 5.4.1: Se recomienda que los acumuladores sean de plomo-ácido, preferentemente estacionarias y de placa tubular. No se permitirá el uso de baterías de arranque [38].

Apartado 5.4.2: Para asegurar una adecuada recarga de las baterías, la capacidad nominal del acumulador (en Ah) no excederá en 25 veces la corriente (en A) de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico. En el caso de que la capacidad del acumulador elegido sea superior a este valor (por existir el apoyo de un generador eólico, cargador de baterías, grupo electrógeno, etc.), se justificará adecuadamente [38].

Apartado 5.4.5: La capacidad inicial del acumulador será superior al 90 % de la capacidad nominal. En cualquier caso, deberán seguirse las recomendaciones del fabricante para aquellas baterías que requieran una carga inicial [38].

Apartado 5.6.9: El autoconsumo del inversor sin carga conectada será menor o igual al 2 % de la potencia nominal de salida [38].

Anexo I apéndice I apartado 1.5:

Para propósitos de dimensionado del acumulador, se calculará el consumo medio diario en Ah/día, L_D , como [38]:

$$L_D(\text{Ah/día}) = \frac{E_D(\text{Wh/día})}{V_{NOM}(V)} \quad (7.11)$$

donde:

$E_D(\text{Wh/día})$ es la energía diaria consumida por el sistema.

$V_{NOM}(V)$ es la tensión nominal del acumulador.

Anexo I apéndice II apartado 2.3: $G_{dm}(0)$

Valor medio mensual o anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal en $\frac{kWh}{(m^2 \cdot día)}$ [38].

Anexo I apéndice II apartado 2.6: Factor de irradiación (FI)

Porcentaje de radiación incidente para un generador de orientación e inclinación (α, β) respecto a la correspondiente para una orientación e inclinación óptimas $(\alpha = 0^\circ, \beta_{opt})$. Las pérdidas de radiación respecto a la orientación e inclinación óptimas vienen dadas por $(1 - FI)$ [38].

Anexo I apéndice II apartado 2.8: Rendimiento energético de la instalación o PR (Performance Ratio).

Valores típicos son, en sistemas con inversor, $PR \approx 0,7$ y, con inversor y batería, $PR \approx 0,6$. A efectos de cálculo y por simplicidad, se utilizarán en sistemas con inversor $PR = 0,7$ y con inversor y batería $PR = 0,6$. Si se utilizase otro valor de PR, deberá justificarse el valor elegido desglosando los diferentes factores de pérdidas utilizados para su estimación [38].

Anexo I apéndice II apartado 3.3: Irradiación sobre el generador.

Deberán presentarse los siguientes datos:

$$G_{dm}(0)$$

Obtenida a partir de alguna de las siguientes fuentes:

- Instituto Nacional de Meteorología
- Organismo autonómico oficial

$$G_{dm}(\alpha, \beta)$$

Calculado a partir de la expresión [38]:

$$G_{dm}(\alpha, \beta) = G_{dm}(0) \cdot K \cdot FI \cdot FS \quad (7.11)$$

$$K = \frac{G_{dm}(\alpha = 0, \beta_{opt})}{G_{dm}(0)} \quad (7.12)$$

Anexo I apéndice II apartado 3.4: Dimensionado del generador.

El dimensionado mínimo del generador, en primera instancia, se realizará de acuerdo con los datos anteriores, según la expresión:

$$P_{mp,min} = \frac{E_D G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) PR} \quad (7.13)$$

$$G_{CEM} = 1 \text{ kW/m}^2$$

E_D : Consumo expresado kWh/ día

Para el cálculo, se utilizarán los valores de PR especificados en el punto 2.8 de este anexo [38].

Anexo I apéndice II apartado 3.5

El instalador podrá elegir el tamaño del generador y del acumulador en función de las necesidades de autonomía del sistema, de la probabilidad de pérdida de carga requerida y cualquier otro factor que quiera considerar, respetando los límites estipulados en el PCT:

La potencia nominal del generador será, como máximo, un 20 % superior al valor $P_{mp, min}$ para el caso general (ver 4.2.4 de este PTC).

La autonomía mínima del sistema será de tres días.

Como caso general, la capacidad nominal de la batería no excederá en 25 veces la corriente de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico.

La autonomía del sistema se calculará mediante la expresión: [38]

$$A = \frac{C_{20} P D_{max}}{L_D} \eta_{inv} \eta_{rb} \quad (7.14)$$

23.2 GENERADOR FOTOVOLTAICO

Para no proceder a realizar los cálculos con datos con desviaciones incorrectas y dado que el sistema tiene como finalidad un uso a lo largo de todo el año se ha decidido tomar el promedio mensual de irradiación sobre superficie horizontal obtenido a través de PVGIS. De esta forma, $G_{dm}(0)$ queda fijado en $3,77 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{día}}$.

Igualmente se procede a emplear la misma metodología para obtener el valor de $G_{dm}(\alpha = 0, \beta_{opt})$ el cual queda fijado en $4,28 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{día}}$.

$$K = \frac{4,28 \left(\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{día}} \right)}{3,77 \left(\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{día}} \right)} = 1,13 \quad (7.15)$$

Utilizando los datos obtenidos en los apartados anteriores, puesto que se determinó unas pérdidas de sombras del 0% ante la ausencia de estas, se procede a emplear $FS=1$. Además de esto, se decidió establecer por convenio unas pérdidas de irradiación del 14% quedando fijado de esta manera $FS=0,86$.

$$G_{dm}(\alpha, \beta) = 3,77 \left(\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{día}} \right) \cdot 1,13 \cdot 0,86 \cdot 1 = 3,66 \left(\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{día}} \right) \quad (7.16)$$

Como se ha expuesto, se ha procedido a realizar los cálculos en función de los promedios obtenidos. Por ende, se emplea el promedio de consumo medio diario de todo el año. Por último, establecer que al tratarse la propuesta de solución de una instalación con inversor y baterías se establece el valor de PR en 0,6.

$$P_{mp,min} = \frac{0,3058 \left(\frac{\text{kWh}}{\text{día}}\right) \cdot 1 \left(\frac{\text{kW}}{\text{m}^2}\right)}{3,66 \left(\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{día}}\right) \cdot 0,6} = 0,13925 \text{ (kW)} = 139,25 \text{ (W)} \quad (7.18)$$

$$P_{nominal,máxima} = 1,2 \cdot 139,25 = 167,1 \text{ W} \quad (7.19)$$

Como se ha podido observar en la Figura 7.4 las temperaturas en este emplazamiento pueden llegar a distar más de 20° respecto la temperatura de funcionamiento nominal de los paneles. Por ello, a pesar de resultar ser una tecnología con un mayor coste se ha decidido implementar paneles monocristalinos, puesto que estos como se expuso anteriormente tienen un coeficiente de temperatura superior. Además de esto, al elegir e implementar este tipo de paneles se garantiza un rendimiento superior.

Siguiendo estas premisas se propone como modelo de panel a instalar el SZ-160-36M de 160W de potencia nominal, cuyas principales características se exponen a continuación: [39]

- Potencia nominal: 160W
- Eficiencia: 20,22%
- Imp: 7,25 A
- Vmp: 22,07 V
- Voc: 26,33 V
- Isc: 7,64 A
- Dimensiones del módulo: 1230x670x30 mm

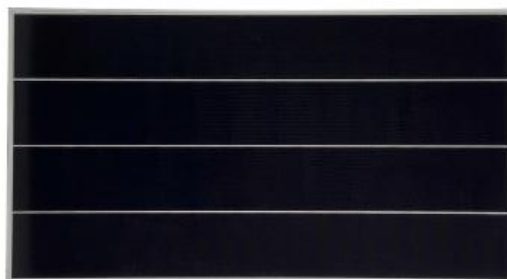


Figura 7.8 Panel solar SZ-160-36M 160W [39]

23.3 ACUMULADOR

$$Capacidad_{nom,teórica\ máx} = 25 \cdot 7,25 = 191 \text{ (Ah)} \quad (7.20)$$

Se procede a aplicar el factor de corrección del 10% como dicta el PCT.

$$Capacidad_{nom,real\ máx} = 191 \text{ (Ah)} \cdot 1,1 = 210,1 \text{ (Ah)} \quad (7.21)$$

Al tratarse de una instalación de bajo consumo una de las principales líneas a seguir es el coste de producción, por ello se plantea la posibilidad de instalar un acumulador con una tensión nominal de 12V. De esta forma, la tensión del generador y el acumulador es la misma, lo cual permite posteriormente realizar una instalación menos compleja.

En relación con la tecnología a implementar respecto al acumulador debido a las bajas temperaturas que el sistema tiene que llegar a hacer frente se decide proponer para instalación un acumulador con batería AGM.

De esta forma se propone implementar la batería RITAR RA12-200 de 12V y 200Ah [40].

Principales características RITAR RA12-200:

- Capacidad nominal: 200 Ah
- Número de células: 6
- Rango de temperatura admisible para descarga: -20°C a 60°C
- Rango de temperatura admisible para carga: 0°C a 50°C
- Rango de temperatura admisible para almacenamiento: -20°C a 60°C
- Dimensiones: 522x240x224mm



Figura 7.9 Batería RITAR RA12-200 [40]

Cálculo con consumo medio diario en la batería RITAR RA12-200:

$$L_D = \frac{305,08 \text{ (Wh/día)}}{12 \text{ (V)}} = 25,42 \text{ (Ah/día)} \quad (7.22)$$

23.4 REGULADOR DE CARGA

El regulador de carga que seleccionemos debe ser un 25% superior a la intensidad de corto circuito del generador y soportar la potencia de pico instalada(160W).

$$A_{\text{minsoportada}} = 1,25 \cdot 7,64 (A) = 9,55 (A) \quad (7.23)$$

En relación con la tecnología detrás del regulador de carga, como se citó anteriormente haber seleccionado un acumulador y un generador fotovoltaico de igual tensión permite realizar una instalación menos compleja. Por ello se decide proponer para montaje un regulador con tecnología PWM, el cual a pesar de tener un rendimiento inferior con relación a los modelos MPPT garantiza unos resultados idóneos para la finalidad del sistema. Permitiendo además reducir los costes del ensamblaje.

De este modo se propone para instalación el regulador de carga Solar System PC1500B-20, cuyas principales características se enumeran a continuación: [41]

- Voltaje del sistema: 12/24 V
- Intensidad de descarga nominal: 20 A
- Temperatura de trabajo: -20°C a 55°C
- Dimensiones: 188x95x46,5 mm



Figura 7.10 Regulador Solar System PC1500B-20 [41]

23.5 INVERSOR

$$\text{Consumo}_{\text{maximo, sin carga}} = 0,02 \cdot 160(W) = 3,2(W) \quad (7.24)$$

Además de esto el inversor a elegir debe tener la capacidad de elevar la tensión de 12 V a 220 V y soportar el pico de potencia instalada. Ante estos requisitos se propone como inversor el modelo Victron Phoenix 12V 500VA [42].

A continuación, se presentan las principales características de este:

- Potencia máxima: 400W
- Tensión de salida: 230 V
- Rango de tensión de entrada: 9,2 -17 V
- Eficacia: 90%
- Consumo en vacío predeterminado: 1 W
- Rango de temperatura de trabajo: -40°C a +65°C
- Dimensiones: 86x172x275 mm



Figura 7.11 Inversor Victron Phoenix 12V 500VA [42]

23.6 SIMULACIÓN Y RESULTADOS

Tomando los valores obtenidos en los apartados anteriores y los propios de la documentación técnica de los modelos seleccionados se procede a determinar si se verifica una autonomía del sistema superior a tres días a nivel teórico.

$$A = \frac{200 \cdot 0,6}{25,42} \cdot 0,9 \cdot 0,8 = 3,39 \text{ días} \quad (7.25)$$

El resultado que se obtiene a ojos del PCT es favorable. Sin embargo, se procede a comprobar la veracidad en un entorno de simulación. Para ello se configura una instalación aislada en el programa PVGIS. Seguidamente en las figuras 7.12, 7.13 y 7.14 se muestran los resultados de la simulación citada.

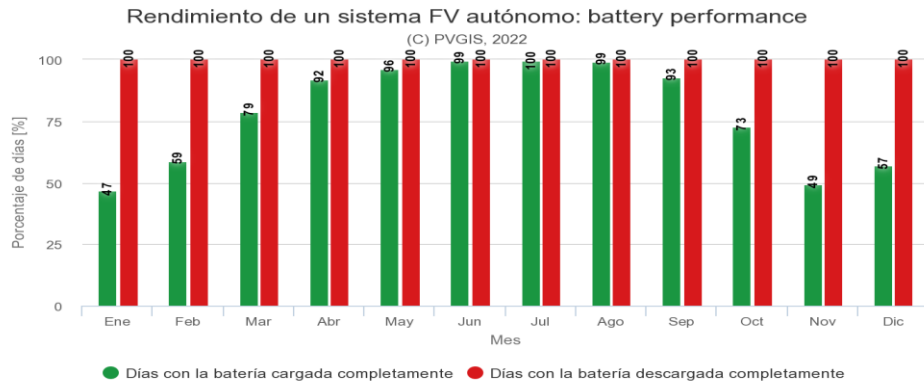


Figura 7.12 Representación gráfica rendimiento batería simulación de dimensionado original

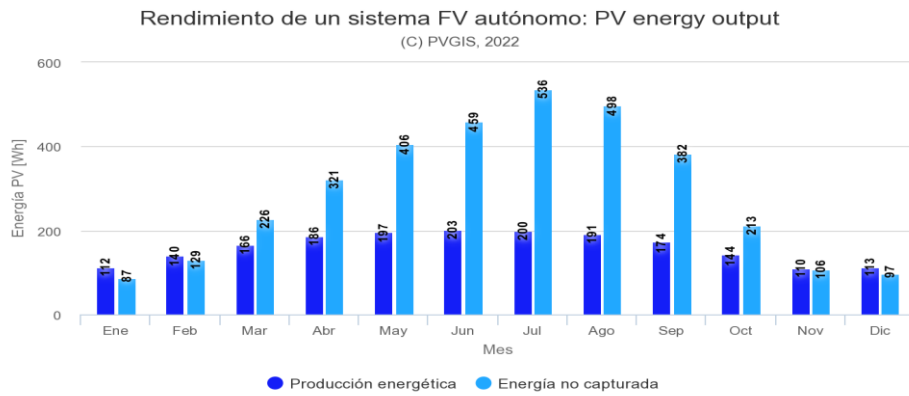


Figura 7.13 Representación gráfica electricidad generada simulación de dimensionado original

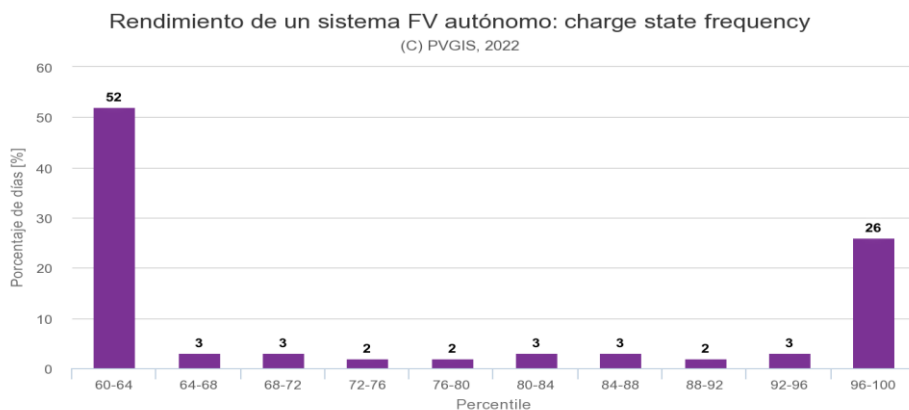


Figura 7.14 Representación gráfica estado de carga simulación de dimensionado original

A pesar de haber obtenido unos resultados favorables en los cálculos teóricos se puede observar en las gráficas expuestas arriba, como el dimensionado obtenido a través del cumplimiento del PCT-A-REV febrero de 2009 arroja unos resultados insatisfactorios para poder satisfacer el consumo necesario de la instalación. En este, se observa cómo durante la totalidad de los días del año la batería sufre descargas completas, lo cual generaría un deterioro extremo en estas. Este fallo de dimensionado al seguir las recomendaciones del PCT puede deberse a la naturaleza de la instalación y su reducido consumo eléctrico diario. Por ende, se debe buscar una solución alternativa.

24 ALTERNATIVA DE DIMENSIONADO

Una vez comprobado como el dimensionado guiado por el PCT-A-REV febrero de 2009 resulta insatisfactorio, se plantea como posibilidad la instalación del doble de potencia pico del generador (320 W) y del doble de capacidad del acumulador (400 Ah). En este caso esto se trata de aumentar el único panel planteado para instalación en el generador en una unidad. E igualmente, aumentar la única batería planteada para emplear en el acumulador en una unidad. Para cumplir con estos nuevos requisitos se procede a realizar un conexionado en paralelo de los propios paneles y un conexionado en paralelo de las baterías que conforman el acumulador.

El resto de los elementos anteriormente planteados se mantienen iguales puesto que sus características de diseño les permiten soportar y trabajar dentro del rango de los nuevos valores de potencia y capacidad. De esta forma el sistema queda fijado con las siguientes características:

- Potencia pico generador fotovoltaico: 320 W
- Capacidad acumulador de energía: 400 Ah
- Tensión generador fotovoltaico: 12 V
- Tensión acumulador de energía: 12 V

Además de estas nuevas condiciones siguiendo la recomendación de nuevas instalaciones se procede a fijar el limitador de descarga en 40%.

Con estas nuevas premisas se procede a a realizar una simulación del nuevo escenario planteado, empleando nuevamente la herramienta de instalaciones aisladas de PVGIS.

A continuación, en las figuras 7.15 y 7.16, se muestran los resultados en la nueva alternativa:

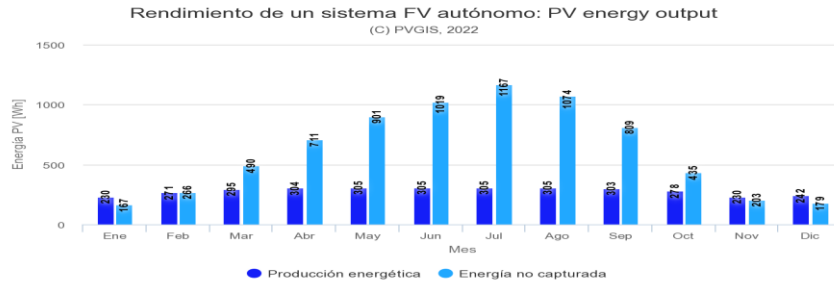


Figura 7.15 Representación gráfica rendimiento batería simulación de alternativa de dimensionado

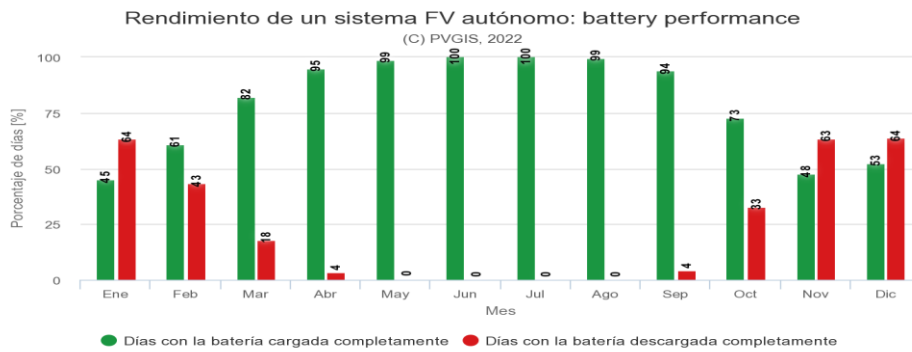


Figura 7.16 Representación gráfica electricidad generada simulación de alternativa de dimensionado

Analizando la nueva alternativa se puede observar unos resultados más satisfactorios. Si bien es cierto que el 47,5% de los días de los meses de enero, febrero, marzo, octubre, noviembre y diciembre el acumulador termina completamente descargado, por otro lado, se garantiza el principal segmento de actividad por el cual se ha realizado la instalación en la ubicación planteada. Haciendo hincapié a su vez en la tipología de baterías empleadas para el acumulador (AGM). Puesto que en este tipo de tecnología cifras de descarga en torno al porcentaje presentado no suponen un gran daño en la integridad y salud del acumulador. Por ende, quedan verificados y aceptados los nuevos valores planteados en la segunda alternativa.

A continuación, en la figura 7.17 se muestra la esquematización de conexión del cableado del equipamiento FV seleccionado.

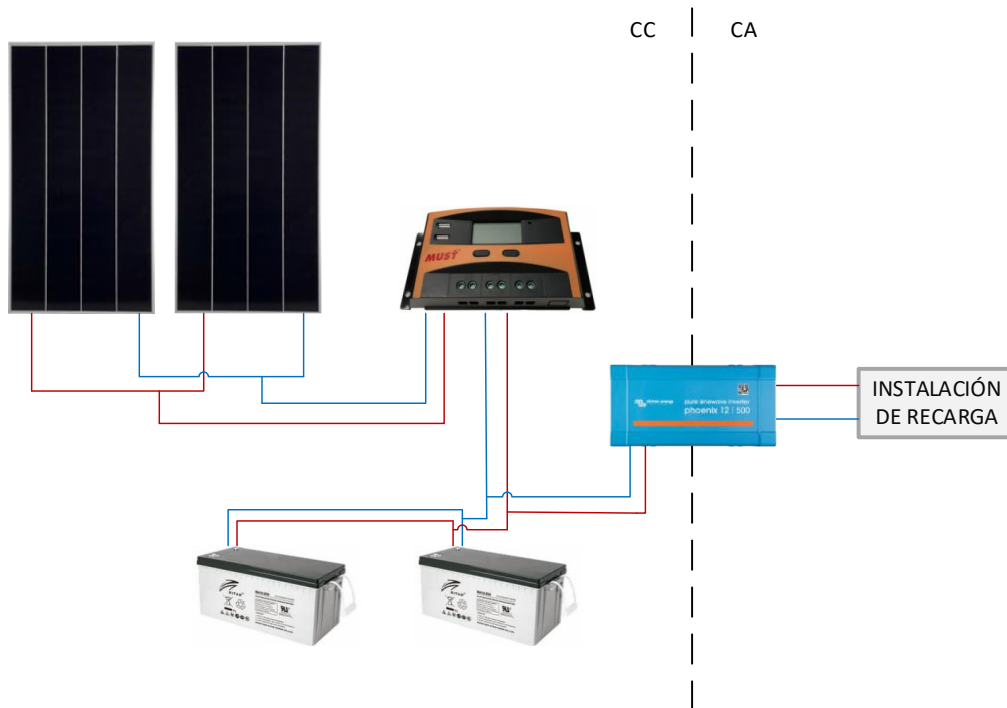


Figura 7.17 Esquematización conexonado del cableado del equipamiento FV

25 PROTECCIONES ELÉCTRICAS

Conociendo el dimensionamiento eléctrico de la instalación, se procede a estudiar el conjunto de dispositivos de protección eléctrica a instalar. Cabe destacar que el primer elemento ya seleccionado en términos de seguridad y salud de la instalación es el propio regulador de carga de esta.

25.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Se debe determinar si existe necesidad de instalación de fusibles de protección. Para ello siguiendo la normativa IEC 62548 [43] es analizada la corriente de reversión de los módulos y la corriente de cortocircuito de línea. La cual se obtiene a través de la ecuación presentada a continuación, siendo N_p el número de paneles a instalar.

$$I_{SC \text{ Línea}} = (N_p - 1) \cdot 1,25 \cdot I_{SC} \quad (7.26)$$

Sustituyendo los valores del módulo SZ-160-36M el resultado es:

$$I_{SC} \text{ Línea} = (2 - 1) \cdot 1,25 \cdot 7,64 (A) = 8,595 (A) \quad (7.27)$$

Se compara el resultado, si $I_{SC} \text{ Línea}$ es superior al valor de reversión de los módulos es necesario la instalación de fusibles de protección, en caso contrario se permite no disponer de ellos.

En este caso el valor de corriente de reversión es de 15A, superior al valor calculado en la ecuación (7.27). Por lo tanto, no se necesita instalar este tipo de fusibles para proteger los módulos FV.

25.2 ACUMULADOR

A fin de preservar las baterías frente a picos de carga se instalan fusibles de protección. En este caso al emplear un único regulador de carga se implementa un único fusible. El amperaje de este viene determinado por la siguiente ecuación [43].

$$\text{Corriente fusible} = \frac{\text{Potencia pico Inversor}}{\text{Tensión nominal del acumulador}} \quad (7.28)$$

Sustituyendo los valores con nuestros propios datos arroja el resultado del fusible idóneo.

$$\text{Corriente fusible} = \frac{900 (W)}{12 (V)} = 75 (A) \quad (7.29)$$

Se selecciona el fusible con valor normalizado inmediatamente superior al obtenido en la ecuación (7.29). En este caso, se debe emplear un fusible de 80 A, el cual será montado en un portafusibles con prestaciones adecuadas a su dimensionado.

Se propone para instalación el fusible Solar Energy R017 insertado en un portafusibles individual con autoextinción de 22x58 [44].

25.3 PROTECCIONES AGUAS ABAJO

A continuación, son descritas aquellos dispositivos a instalar para protección de los tramos de CA (Corriente Alterna).

25.3.1 INTERRUPTOR DIFERENCIAL

Aparato mecánico de conexión, capaz de establecer, soportar, e interrumpir las corrientes en las condiciones normales del circuito, que pueden incluir las condiciones especificadas de sobrecarga en servicio, así como de soportar durante un tiempo especificado las corrientes en las condiciones anormales especificadas

del circuito, tales como las de cortocircuito. El empleo de este protege la instalación de posibles fugas de corriente.

Para el dimensionado del dispositivo se deben analizar la potencia y tensión nominal de inversor y la capacidad nominal de corte, la cual debe ser igual o mayor que la corriente de cortocircuito prevista.

De este modo mediante la fórmula (7.30) se procede a dimensionar este:

$$\begin{aligned} \text{Corriente nominal del interruptor} &= \frac{\text{Potencia nominal inversor}}{\text{Tensión nominal inversor}} = & (7.30) \\ &= 16,6(A) \end{aligned}$$

Se selecciona un interruptor diferencial con valor normalizado inmediatamente superior al obtenido en la fórmula (7.30) una vez es aplicado en la fórmula (7.31) un coeficiente de seguridad de 1,2 a este resultado.

$$\text{Corriente con factor de seguridad} = 1,2 \cdot 16,6 (A) = 19,92 (A) \quad (7.31)$$

De este modo se propone para instalación el dispositivo Siemens 5SU1353-1KK20 20724 con corriente nominal 20A [45].

25.3.2 INTERRUPTOR MAGNETOTÉRMICO

Empleado como dispositivo de corte general, mediante el empleo de este se garantiza una protección de los conductores frente a sobrecargas y cortocircuitos. El dimensionamiento del dispositivo se realiza mediante los cálculos de dimensionado del interruptor diferencial. De esta forma se propone para instalación el dispositivo Siemens 5SL4220-7 con corriente nominal 20 A [46].

26 CABLEADO

Mediante el RBT (Reglamento Eléctrico de Baja Tensión) [47] se establecen las condiciones para el dimensionado del cableado eléctrico de esta instalación: conductor empleado, sección y aislamiento. Mediante el empleo de esta documentación se debe garantizar el cumplimiento de siguientes tres siguientes criterios:

- Criterio de capacidad térmica: asegurar que en condiciones normales la intensidad máxima admisible en el conductor no deteriore el mismo. Para ello se establece un margen de seguridad del 25%, de esta manera el cableado debe resistir una intensidad equivalente 1,25 veces mayor a la intensidad máxima.

- Criterio de caída de tensión: asegurar que la tensión en bornes de la carga o receptor es suficiente para su funcionamiento normal. La caída máxima de tensión en el cable de CC no puede superar el 0,5%. Mientras la tensión de caída en el cable de CA no podrá superar el 1%.
- Criterio de corriente de cortocircuito: asegurar que, ante un cortocircuito, en un tiempo inferior al del disparo del dispositivo de protección el cableado no se ve deteriorado.

Se procede a la determinación del cableado de los tramos de CC y de CA.

26.1 CABLEADO DE CC

Se plantea para empleo un cableado de cobre unipolar 450/700 V de 4 mm² de sección con aislamiento de PVC. Se propone el modelo H07V-K. Debido a estas características este se sigue a la norma ITC-19 [48].

26.1.1 CRITERIO DE CAPACIDAD TÉRMICA Y DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO

La intensidad de servicio debe ser en todo modo momento igual o inferior a la intensidad máxima admisible por el conductor. Esta intensidad de servicio se ve directamente afectada por la radiación y las temperaturas de operación. Para garantizar esta condición se realiza el cálculo aplicando la situación más desfavorable, la corriente de cortocircuito. Además de esto se debe tener en cuenta a su vez la norma dictada en ITC-40 [49], por la cual se debe aplicar un factor de corrección 1,25 en esta corriente, tal como se realiza en el siguiente calculo.

A	Conductores aislados en tubos empotrados en paredes sólidas	3x PVC		3x XLPE o EPR		3x XLPE o EPR		3x XLPE o EPR		3x XLPE o EPR		
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
A1	Cables multicables en tubos empotrados en paredes sólidas	3x PVC	3x PVC	3x XLPE o EPR	3x XLPE o EPR							
B	Conductores aislados en tubos "en montaje superficial" empotrados en pared			3x PVC	3x PVC	3x XLPE o EPR	3x XLPE o EPR					
B2	Cables multicables en tubos "en montaje superficial" empotrados en pared			3x PVC	3x PVC	3x XLPE o EPR	3x XLPE o EPR					
C	Cables multicables empotrados en paredes			3x PVC	3x PVC	3x XLPE o EPR	3x XLPE o EPR					
E	Cables multicables en el aire libre "Distancia a la pared no inferior a 0,5D"					3x PVC	3x PVC	3x XLPE o EPR	3x XLPE o EPR			
F	Cables unipolares en "estructura metálica" Distancia a la pared no inferior a 1D"						3x PVC	3x XLPE o EPR	3x XLPE o EPR			
G	Cables unipolares empotrados en muros D"							3x PVC	3x XLPE o EPR			
W a a												
mm ²		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Cobre		12	11	10,5	10	10,5	10	10	10	10	10	10
		16	15	14,5	14	14,5	14	14	14	14	14	14
		25	23	22,5	21	21,5	21	21	21	21	21	21
		35	33	32,5	30	30,5	30	30	30	30	30	30
		50	47	46,5	44	44,5	44	44	44	44	44	44
		70	66	65,5	62	62,5	62	62	62	62	62	62
		95	90	89,5	85	85,5	85	85	85	85	85	85
		120	114	113,5	108	108,5	108	108	108	108	108	108
		150	142	141,5	135	135,5	135	135	135	135	135	135
		185	175	174,5	167	167,5	167	167	167	167	167	167
		240	228	227,5	218	218,5	218	218	218	218	218	218
		300	285	284,5	273	273,5	273	273	273	273	273	273
		370	352	351,5	338	338,5	338	338	338	338	338	338
		450	428	427,5	412	412,5	412	412	412	412	412	412

Tabla 7.5 Intensidades admisibles al aire a 40° de los conductores expuesto en ITC-19 [44]

$$\text{Corriente de servicio} = 7,64 (A) \cdot 1,25 = 9,55 (A) \quad (7.32)$$

Buscando en la tabla 7.5 las condiciones anteriormente especificadas del conductor e instalar se determina que para este la corriente máxima admisible a 40° es de 32 A. Al ser este valor superior al de la corriente de servicio anteriormente calculado, se garantiza el correcto criterio de capacidad térmica. Parte de este cableado se ve totalmente expuesto a la intemperie, es por ello por lo que esta sección debe ser recubierta en el interior de un entubado de PVC cuyo diámetro viene determinado en la norma ITC-21 [50].

Tabla 7.6 Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir expuesto en ITC-21 [46]

Sección nominal de los conductores (mm ²)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
1,5	12	12	16	16	20
2,5	12	16	20	20	20
4	12	16	20	20	25
6	12	16	25	25	25
10	16	25	25	32	32
16	20	25	32	32	40

Se concluye a través de la tabla 7.6 que se precisa de un tubo de diámetro de PVC de 12 mm² para alojar el cableado expuesto al exterior.

26.1.2 CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN

Como ha sido expuesto la máxima caída de tensión permitida en este caso es de 0,5 % valor fijado en el ITC-19 [48]. De esta forma se procede a calcular y comparar este valor de caída de tensión máxima y el valor de caída de tensión estimada expuesto en las dos continuas formulas.

$$\text{Tensión de caída máxima } (U_{cm}) = 12 (V) \cdot 0,05 = 0,6 (V) \quad (7.33)$$

$$\text{Tensión de caída estimada } (U_{ce}) = \frac{2 \cdot l \cdot P_M}{\sigma \cdot U \cdot c \cdot \phi_c \cdot \eta} \quad (7.34)$$

Donde:

l : longitud de cable (m)

P_M : Potencia máxima en el punto (W)

σ : conductividad del cableado (m/ (Ω mm²)).

U : tensión a máxima potencia

c : número de conductores

ϕ_c : diámetro conductor (mm^2)

η : rendimiento

En la fórmula (7.35) se sustituyen los valores propios en la fórmula anteriormente expuesta.

$$U_{ce} = \frac{2 \cdot 2 (m) \cdot 320 (W)}{53,9 \left(\frac{m}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \right) \cdot 12 (V) \cdot 1 \cdot 4 (\text{mm}^2) \cdot 1} = 0,49 (V) \quad (7.35)$$

De esta forma queda comprobado que el cableado H07V-K cumple con el criterio de caída de tensión.

26.2 CABLEADO CA

El dimensionado de los cables de CA se realizan al igual que los de CC aplicando las indicaciones expuestas en el ITC-19 [48]. Se plantea un cableado libre de halógenos tipo H071Z1-K (AS) de 6 mm^2 de sección.

26.2.1 CRITERIO DE CAPACIDAD TÉRMICA Y DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO

La intensidad de servicio debe ser en todo modo momento igual o inferior a la intensidad máxima admisible por el conductor. A diferencia de lo ocurrido en el cableado de CC en este caso se encuentra el punto de corriente máxima a la salida del propio inversor. De esta manera en este caso queda fijada la corriente de servicio en 33,3 A.

Aplicando la misma metodología que en el cálculo de cableado CC se hace uso de la tabla 7.5 para determinar la corriente máxima admisible por este conductor. En este ejemplo este valor de corriente es de 37° a 40° , valor superior frente la corriente de servicio.

26.2.2 CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN

La caída estimada en este caso no podrá ser superior al 1%. Para realizar este cálculo se analiza la salida del inversor y se calcula y compara la caída de tensión máxima y la caída de tensión estimada.

$$\text{Tensión de caída máxima } (U_{cm}) = 230 (V) \cdot 0,1 = 23 (V) \quad (7.36)$$

$$\text{Tensión de caída estimada } (U_{ce}) = \frac{l \cdot P_M}{\sigma \cdot U \cdot \phi_c} \quad (7.37)$$

Donde:

l : longitud de cable (m)

P_M : Potencia máxima en el punto (VA)

σ : conductividad del cableado (m/ ($\Omega \text{ mm}^2$)).

U : tensión a máxima potencia

\emptyset_c : diámetro conductor (mm^2)

Sustituyendo nuestros valores en (7.37) se obtiene el siguiente resultado:

$$U_{ce} = \frac{2 (m) \cdot 900 (VA)}{53,9 \left(\frac{m}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \right) \cdot 230 (V) \cdot 16 (\text{mm}^2)} = 0,024 (V) \quad (7.38)$$

De esta forma ha quedado comprobado que el cableado H071Z1-K (AS) cumple con los criterios de caída de tensión.

Análisis económico

Se procede a realizar un desglose de costes y un análisis financiero de la instalación. Para ello se utilizan como configuraciones de estudio las presentadas en el apartado 5.5. En relación, al equipamiento eléctrico empleado se ha seleccionado para este estudio el dimensionado de la propuesta ejemplo del anterior apartado. Cabe destacar que estos precios no pueden considerarse como definitorios, pues ante un aumento en la escala de producción estos deberían ser recalculados por la economía de escala. Además, factores externos económicos pueden alterar este desglose. A continuación, en las tablas 8.1, 8.2 y 8.3 se presentan los desgloses económicos exentos del IVA y de la mano de obra de montaje e instalación del equipamiento de las tres configuraciones propuestas anteriormente.

Tabla 8.1 Desglose presupuestario sin IVA configuración 1ME + 1MCD

PRODUCTO	UNIDADES	PRECIO
Chapa acero S235JR 1400x1400x10 (mm)	13,72 m ²	118,96 €/m ²
IMPORTE	1632,14 €	
Tubo redondo acero S195T 21,3x2,3 (mm)	59,56 m	1,76 €/m
IMPORTE	104,83 €	
Perfil L acero S235JR lados iguales 120x10 (mm)	15,84 m	23,87 €/m
IMPORTE	378,1€	
Chapa aluminio 3 (mm)	4,17 m ²	49,15 €/m ²
IMPORTE	204,95 €	
Chapa aluminio 1 (mm)	0,88 m ²	17,1 €/m ²
IMPORTE	15,05 €	
Perfil L aluminio lados desiguales 80x40x8 (mm)	5 m	9,84 €/m
IMPORTE	49,2 €	
Perfil plano aluminio 60x8 (mm)	2 m	8,02 €/m
IMPORTE	16,04 €	
Perfil C aluminio 60x30x3 (mm)	4,3 m	7,89 €/m
IMPORTE	33,93 €	
Wibotic TR-302	1 ud	424,19 €/ud
IMPORTE	424,19 €	
Wibotic TC-200	1 ud	77,13 €/ud
IMPORTE	77,13 €	

Wibotic OC-262-ST	1 ud	347,06 €/ud
IMPORTE		347,06 €
Wibotic RC-100	1 ud	115,69 €/ud
IMPORTE		115,69 €
Panel solar SZ-160-36M 160W	2 ud	114,29 €/ud
IMPORTE		114,29 €
Batería AGM RITAR RA12-200	2 ud	315,92 €/ud
IMPORTE		631,84 €
Regulador Solar System PC1500B-20	1 ud	18,17 €/ud
IMPORTE		18,17 €
Inversor Victron Phoenix 12V 500VA	1 ud	132,77 €/ud
IMPORTE		132,77 €
Portafusibles 22 x 58	1 ud	15,75 €/ud
IMPORTE		15,75 €
Fusible R017 80 A	1 ud	4,42 €/ud
IMPORTE		4,42 €
Siemens 5SU1353-1KK20 20724	1 ud	29,46 €/ud
IMPORTE		29,46 €
5SL4220-7 SIEMENS	1 ud	31,48 €/ud
IMPORTE		31,48 €
Cableado H07V-K 4 (mm ²)	2 m	0,68 €/m
IMPORTE		1,36 €
Cableado H071Z1-K (AS) 6 (mm ²)	1 m	3,07 €/m
IMPORTE		3,07 €

Tabla 8.2 Desglose presupuestario sin IVA configuración 2ME + 1MCD

PRODUCTO	UNIDADES	PRECIO
Chapa acero S235JR 1400x1400x10 (mm)	15,68 m ²	118,96 €/m ²
IMPORTE		1865,29 €
Tubo redondo acero S195T 21,3x2,3 (mm)	65,16 m	1,76 €/m
IMPORTE		114,68 €
Perfil L acero S235JR lados iguales 120x10 (mm)	17,04 m	23,87 €/m
IMPORTE		406,75 €
Chapa aluminio 3 (mm)	5,83 m ²	49,15 €/m ²
IMPORTE		286,55€
Chapa aluminio 1 (mm)	1,76 m ²	17,1 €/m ²
IMPORTE		30,01 €
Perfil L aluminio lados desiguales 80x40x8 (mm)	5 m	9,84 €/m
IMPORTE		49,2 €

Perfil plano aluminio 60x8 (mm)	2 m	8,02 €/m
IMPORTE	16,04 €	
Perfil C aluminio 60x30x3 (mm)	4,3 m	7,89 €/m
IMPORTE	33,93 €	
Wibotic TR-302	1 ud	424,19 €/ud
IMPORTE	424,19 €	
Wibotic TC-200	1 ud	77,13 €/ud
IMPORTE	77,13 €	
Wibotic OC-262-ST	1 ud	347,06 €/ud
IMPORTE	347,06 €	
Wibotic RC-100	1 ud	115,69 €/ud
IMPORTE	115,69 €	
Panel solar SZ-160-36M 160W	2 ud	114,29 €/ud
IMPORTE	114,29 €	
Bateria AGM RITAR RA12-200	4 ud	315,92 €/ud
IMPORTE	1263,68 €	
Regulador Solar System PC1500B-20	2 ud	18,17 €/ud
IMPORTE	36,34 €	
Inversor Victron Phoenix 12V 500VA	1 ud	132,77 €/ud
IMPORTE	132,77 €	
Portafusibles 22 x 58	1 ud	15,75 €/ud
IMPORTE	15,75 €	
Fusible R017 80 A	1 ud	4,42 €/ud
IMPORTE	4,42 €	
Siemens 5SU1353-1KK20 20724	1 ud	29,46 €/ud
IMPORTE	29,46 €	
5SL4220-7 SIEMENS	1 ud	31,48 €/ud
IMPORTE	31,48 €	
Cableado H07V-K 4 (mm ²)	3 m	0,68 €/m
IMPORTE	2,04 €	
Cableado H071Z1-K (AS) 6 (mm ²)	1 m	3,07 €/m
IMPORTE	3,07 €	

Tabla 8.3 Desglose presupuestario sin IVA configuración 2ME + 2MCD

PRODUCTO	UNIDADES	PRECIO
Chapa acero S235JR 1400x1400x10 (mm)	17,64 m ²	118,96 €/m ²
IMPORTE	2098,45 €	
Tubo redondo acero S195T 21,3x2,3 (mm)	74,1 m	1,76 €/m
IMPORTE	130,42 €	

Perfil L acero S235JR lados iguales 120x10 (mm)	19,44 m	23,87 €/m
IMPORTE	464,03 €	
Chapa aluminio 3 (mm)	8,33 m ²	49,15 €/m ²
IMPORTE	409,42 €	
Chapa aluminio 1 (mm)	1,76 m ²	17,1 €/m ²
IMPORTE	30,01 €	
Perfil L aluminio lados desiguales 80x40x8 (mm)	5 m	9,84 €/m
IMPORTE	49,2 €	
Perfil plano aluminio 60x8 (mm)	2 m	8,02 €/m
IMPORTE	16,04 €	
Perfil C aluminio 60x30x3 (mm)	4,3 m	7,89 €/m
IMPORTE	33,93 €	
Wibotic TR-302	2 ud	424,19 €/ud
IMPORTE	848,38 €	
Wibotic TC-200	2 ud	77,13 €/ud
IMPORTE	148,26 €	
Wibotic OC-262-ST	1 ud	347,06 €/ud
IMPORTE	347,06 €	
Wibotic RC-100	1 ud	115,69 €/ud
IMPORTE	115,69 €	
Panel solar SZ-160-36M 160W	2 ud	114,29 €/ud
IMPORTE	114,29 €	
Batería AGM RITAR RA12-200	4 ud	315,92 €/ud
IMPORTE	1263,68 €	
Regulador Solar System PC1500B-20	2 ud	18,17 €/ud
IMPORTE	36,34 €	
Inversor Victron Phoenix 12V 500VA	1 ud	132,77 €/ud
IMPORTE	132,77 €	
Portafusibles 22 x 58	1 ud	15,75 €/ud
IMPORTE	15,75 €	
Fusible R017 80 A	1 ud	4,42 €/ud
IMPORTE	4,42 €	
Siemens 5SU1353-1KK20 20724	1 ud	29,46 €/ud
IMPORTE	29,46 €	
5SL4220-7 SIEMENS	1 ud	31,48 €/ud
IMPORTE	31,48 €	
Cableado H07V-K 4 (mm ²)	4 m	0,68 €/m
IMPORTE	2,72 €	
Cableado H071Z1-K (AS) 6 (mm ²)	2 m	3,07 €/m
IMPORTE	6,14 €	

Se presenta en la tabla 8.4 una comparativa de los costes totales de cada una de estas configuraciones ya presentadas aplicando un 30% de sobrecoste en concepto de mano de obra para el montaje y la instalación del equipamiento. Finalmente, a este resultado se le debe aplicar el correspondiente IVA, fijado en la actualidad en 21%.

Tabla 8.4 Comparativa costes totales de las configuraciones presentadas

	1 ME + 1 MCD	2 ME + 1 MCD	2 ME + 2 MCD
TOTAL, SIN IVA	4401,09 €	5419,99 €	6348,11 €
MANO DE OBRA	1320,33 €	1626,00 €	1904,43 €
IVA	1201,50 €	1479,66 €	1733,03 €
TOTAL	6922,91 €	8525,64 €	9985,58 €

Presentado el desglose presupuestario un análisis económico clásico continuaría con el cálculo y análisis de términos como el periodo de retorno, la tasa interna de retorno o el valor actual neto. Sin embargo, la solución presentada en este estudio se enfoca como un valor añadido a las tecnologías e infraestructuras actuales. No se plantea como una sustitución de un servicio. Por ello, el análisis económico de esta no se puede obtener realizando un análisis clásico. Ante esta disyuntiva se procede a realizar una valoración de costes que pueden verse reducidos mediante la implementación de dicha solución y se procede a presentar una serie de argumentaciones en defensa de este sistema con las referencias económicas como principal guía.

27 ALTERNATIVA DE SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

A lo largo de esta documentación se ha puesto de manifiesto en repetidas ocasiones la imposibilidad de conexión a red del sistema debido al entorno. Mediante este apartado quedará justificado esta afirmación empleando argumentaciones económicas y tomando como ejemplo de demostración la ubicación planteada en el capítulo 7.

Se expuso que en la ubicación seleccionada la línea eléctrica más cercana se encontraba a 2,51 km. De esta forma a razón de comparativa económica frente el sistema de generación fotovoltaico se analiza en la tabla 8.5 el coste de instalación de línea de distribución de baja tensión en canalización entubada con las siguientes características técnicas:

Línea subterránea de distribución de baja tensión en canalización entubada bajo acera, formada por 4 cables unipolares RV, con conductor de aluminio, de 50 mm² de sección, siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV; dos tubos protectores de polietileno de doble pared, de 160 mm de diámetro, resistencia a compresión mayor de 250 N, suministrado en rollo, colocado sobre lecho de arena de 5 cm de espesor, debidamente compactada y nivelada con pisón vibrante de guiado manual, relleno lateral compactando hasta los riñones y posterior relleno con la misma arena hasta 10 cm por encima de la generatriz superior de la tubería; y canalización para telecomunicaciones compuesta de tetratubo de polietileno de alta densidad (PEAD/HDPE) libre de halógenos, color verde, de 4x40 mm de diámetro nominal y 3 mm de espesor formado por cuatro tubos iguales, unidos entre sí, con la pared interior estriada longitudinalmente y recubierta con silicona. Incluso hilo guía y cinta de señalización [51].

Tabla 8.5 Desglose de costes de instalación de línea de distribución de baja tensión en canalización entubada

PRODUCTO	UNIDADES	PRECIO
Arena de 0 a 5 mm de diámetro	163,15 m ³	12,28 €/m ³
IMPORTE	2003,48 €	
Tubo curvo, suministrado en rollo, de polietileno de doble pared (interior liso y exterior corrugado), de color naranja, de 160 mm de diámetro nominal, para canalización enterrada, resistencia a la compresión 250 N, con grado de protección IP549 según UNE 20324, con hilo guía incorporado. Según UNE-EN 61386-1, UNE-EN 61386-22 y UNE-EN 50086-2-4	5020 m	4,53 €/m
IMPORTE	22740,6 €	
Tetratubo de polietileno de alta densidad (PEAD/HDPE) libre de halógenos, color verde, de 4x40 mm de diámetro nominal y 3 mm de espesor formado por cuatro tubos iguales, unidos entre sí, con la pared interior estriada longitudinalmente y recubierta con silicona, suministrado en rollos de 300 m de longitud	2510 m	9,19 €/m
IMPORTE	23066,9 €	

Cable unipolar RV, siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, reacción al fuego clase Eca según UNE-EN 50575, con conductor de aluminio clase 2 de 50 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de PVC (V). Según UNE 21123-4	10040 m	3,24 €/m
IMPORTE	32529,6 €	
Cinta de señalización de polietileno, de 150 mm de anchura, color amarillo, con la inscripción "¡ATENCIÓN! DEBAJO HAY CABLES ELÉCTRICOS" y triángulo de riesgo eléctrico	5020 m	0,26 €/m
IMPORTE	1305,2 €	
Dumper de descarga frontal de 2 t de carga útil	17,57 h	10,58 €/h
IMPORTE	185,89 €	
Pisón vibrante de guiado manual, de 80 kg, con placa de 30x30 cm, tipo rana	135,54 h	4 €/h
IMPORTE	542,16 €	
Camión cisterna, de 8 m ³ de capacidad	2,51 h	45,78 €/h
IMPORTE	114,91 €	
Oficial 1 ^º construcción	228,41 h	19,93 €/h
IMPORTE	4552,21 €	
Peón ordinario construcción	228,41 h	18,69 €/h
IMPORTE	4268,98 €	
Oficial 1 ^º electricista	687,74 h	20,48 €/h
IMPORTE	14084,92 €	
Ayudante electricista	567,26 h	18,88 €/h
IMPORTE	10709,87 €	
IMPORTE TOTAL	116104,72 €	

De esta forma ha quedado justificado como esta alternativa no es ni considerada como método ante su falta de viabilidad económica en un escenario como el presentado. Todo eso sin tener en cuenta el daño ecológico que además produciría la instalación de esta alternativa en el subsuelo rural y los costes derivados del suministro y mantenimiento de la línea.

28 IMPACTO ECONÓMICO INCENDIOS FORESTALES

Como se mencionó en los capítulos anteriores una de las principales funciones para las cuales se ha diseñado este tipo de estructura es el control de bosques y prevención de incendios forestales.

El monitoreo de áreas potencialmente peligrosas y la detección temprana de incendios pueden reducir significativamente el tiempo de reacción y también reducir los daños potenciales y los costes de eliminación de incendios. En este tipo

de desastres es de vital importancia la detección y notificación temprana de fuegos, así como el rastreo de su localización exacta [52].

Se estima la siguiente proporción de litros de agua necesarios para el apagado de fuegos forestales en los primeros instantes de desarrollo del fuego [52]:

$$\text{litros de agua (min)} = 1,0612 \cdot \text{min}^{6,3261} \quad (8.1)$$

De la cual se puede extrapolar la siguiente relación: un incendio apagado en el primer minuto necesitaría de un litro de agua, uno que se apague a los dos minutos necesitaría ya cien litros de agua, mientras que uno apagado un minuto más tarde precisa ya del enorme volumen de 1000 litros de agua.

Si se excluyese del análisis el gasto extra que supone el aumento de infraestructura necesaria para el apagado de estos, seguiría siendo remarcable la diferencia de terreno quemado respecto cada uno de estos casos.

De esta forma aludiendo a los datos ofrecidos por la Junta de Castilla y León cada hectárea que necesite de labores de apagado supera los 6000€ de coste, teniendo en cuenta a su vez que las evaluaciones de los impactos forestales tienden a subestimar la pérdida económica pues solo se suelen analizar la pérdida de recursos tangibles.

Analizando los datos de incendios anuales en España ofrecidos por la agencia europea Copernicus (figura 8.1) se observa una media de 63403,86 hectáreas calcinadas anualmente [53]. Por lo que el gobierno español reserva y destina anualmente una dotación presupuestaria anual de 1000 millones de euros para estas tareas [54].

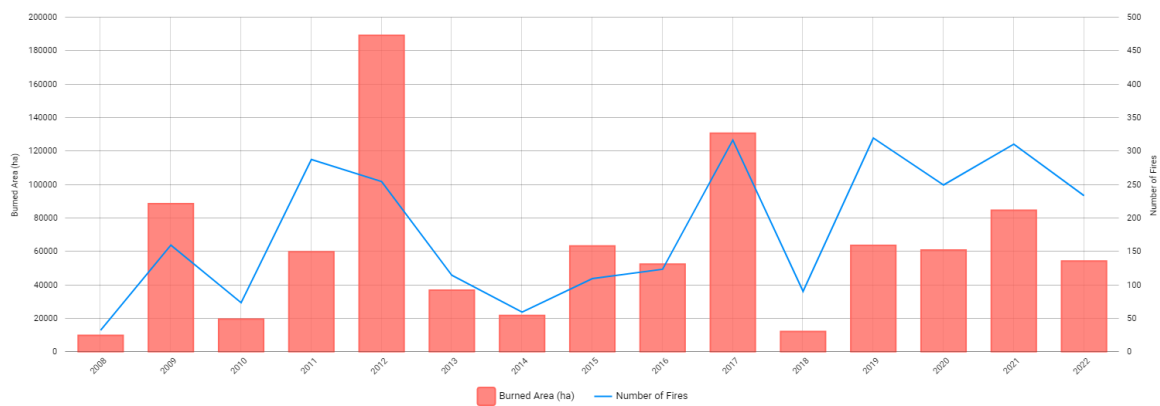


Figura 8.1 Hectáreas calcinadas y número de incendios anuales en el territorio español [53]

Por ello se plantea la solución presentada como un elemento idóneo complementar a la infraestructura total pues seleccionado la configuración de mayor coste, se trataría de una inversión de 9985,58€/28,27 km² lo cual implicaría un gasto de 3,532 €/ hectárea, excluyendo del análisis los UAVs a seleccionar que podría reducir de forma considerable el daño ecológico y económico de este tipo de desastres.

Conclusiones

Ha sido expuesto como trabajo de fin de grado el estudio, diseño y dimensionado de una propuesta de instalación para recarga de drones orientada a emplazamientos aislados. Mediante la elaboración de esta documentación se han obtenido una serie de conclusiones tanto a nivel práctico como académico.

Bajo las concretas premisas que se establecía este estudio se han obtenido unos resultados satisfactorios en términos eléctricos y estructurales. Sin embargo, ha quedado de manifiesto los inconvenientes que supone el diseño de un sistema de esta tipología para una ubicación inconcreta y remota:

- Inexistencia de normativa técnica óptima para la naturaleza del sistema.
- Infinidad de limitaciones de diseño por la búsqueda de minimización de uso de elementos móviles.
- Sobrecostes derivados directos del desarrollo de prototipado.
- Validez de normativa técnica desactualizada.

Además de esto, el hecho de tratarse de un sistema no implementado en la actualidad ha dificultado el proceso de adquisición de conocimiento específico y alternativas en términos de proveedores.

En relación con el aspecto académico se ha empleado un conjunto muy amplio de conocimientos transversales del plano curricular del grado cursado. Además de esto, aprovechando el conocimiento obtenido durante esta etapa formativa ha sido posible el aprendizaje de manejo de herramientas de diseño y simulación como son el caso de SolidWorks y PVGIS, actualmente muy empleadas en el mundo laboral.

Lista de referencias

- [1] «Etimología de dron». <http://etimologias.dechile.net/?dron>
- [2] J. F. Keane y S. S. Carr, «A Brief History of Early Unmanned Aircraft». 2013. [En línea]. Disponible en: <https://www.sarahnilsson.org/app/download/963720346/A+brief+history+of+early+U+A.pdf>
- [3] «El gran problema de los drones siguen siendo las baterías». <https://www.dronair.es/el-gran-problema-de-los-drones-siguen-siendo-las-baterias>
- [4] «Inducción magnética», *Magnetismo*. <https://www2.montes.upm.es/dptos/digfa/cfisica/magnet/inducccion.html>
- [5] F. Valero, «Efecto fotoeléctrico», *Asociación Nacional de Estudiantes Universitarios de Ciencias Físicas*, 16 de diciembre de 2018. <https://nusgrem.es/efecto-fotoelectrico/>
- [6] G. Portillo, «Las ecuaciones de Maxwell», *Meteorología en Red*. <https://www.meteorologiaenred.com/ecuaciones-de-maxwell.html>
- [7] «¿Qué es la energía solar fotovoltaica y cuáles son sus aplicaciones más comunes?», *La Brujula Verde*, 26 de mayo de 2020. <https://www.labrujulaverde.com/2020/03/que-es-la-energia-solar-fotovoltaica-y-cuales-son-sus-aplicaciones-mas-comunes#:~:text=La%20energ%C3%ADa%20solar%20fotovoltaica%20se%20trata%20de%20una%20fuente%20de,como%20en%20grandes%20plantas%20fotovoltaicas>
- [8] Á. Franco García, «El efecto fotoeléctrico», *Física*. [En línea]. Disponible en: <http://www.sc.ehu.es/sbweb/fisica/cuantica/fotoelectrico/fotoelectrico.htm>
- [9] «¿Cómo funcionan las plantas fotovoltaicas?» <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/que-es-energia-fotovoltaica>
- [10] «Energía solar fotovoltaica», *Energías renovables*, 2020. https://www.acciona.com/es/energias-renovables/energia-solar/fotovoltaica/?_adin=02021864894
- [11] «Instalación aislada de red», *Saclima Solar Fotovoltaica*. <http://www.saclimafotovoltaica.com/energia-solar/instalacion-aislada/>
- [12] A. Ruiz, «La célula solar fotovoltaica: tecnologías y funcionamiento», *Esenergía*, 1 de febrero de 2022. <https://esenergia.es/celulas-solares-tercera-generacion/>
- [13] O. Planas, «Celda fotovoltaica. ¿Qué son y como funcionan las células fotoeléctricas?», *Energía solar*, 14 de octubre de 2021. <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/elementos/panel-fotovoltaico/celula-fotovoltaica>
- [14] «¿Como funcionan las placas solares y la energía solar?», *Generatuz*. <https://www.generatuz.com/generar-electricidad/placas-solares-fotovoltaicas/como-funcionan-placas-solares/>
- [15] O. Planas, «Tipos de paneles fotovoltaicos», *Energía solar*, 28 de marzo de 2020. <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/elementos/panel-fotovoltaico/tipos-de-paneles-fotovoltaicos>
- [16] «Baterías solares», *Monsolar*. <https://www.monsolar.com/fotovoltaica-aislada/baterias.html>
- [17] Planas, Oriol, «¿Qué es una batería solar? Funcionamiento y tipos», *Energía solar*, 10 de septiembre de 2021. <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/elementos/baterias-solares>
- [18] «¿Qué es un regulador de carga?», *Autosolar*, 15 de octubre de 2021. <https://autosolar.es/aspectos-tecnicos/que-es-un-regulador-de-carga>

- [19] «¿Qué es un regulador PWM?», *Autosolar*, 19 de abril de 2015. <https://autosolar.es/aspectos-tecnicos/que-es-un-regulador-pwm#:~:text=Los%20reguladores%20PWM%20son%20reguladores,ning%C3%BAn%20tipo%20de%20instalaci%C3%B3n%20extra>
- [20] «¿Qué es un regulador MPPT?», *Autosolar*, 21 de junio de 2021. <https://autosolar.es/aspectos-tecnicos/que-es-un-regulador-mppt>
- [21] B. Trevor, «Wireless Power Transfer (WPT) & LTC4120», *Analog Devices*. <https://www.analog.com/en/technical-articles/faq-wireless-power-transfer-wpt-ltc4120.html>
- [22] M. Christiano, «Introduction to Wireless Power Transfer», oct. 2016, [En línea]. Disponible en: <https://www.allaboutcircuits.com/technical-articles/introduction-to-wireless-power-transfer-wpt/>
- [23] S. Dr. Arar, «WiBotic Gets Creative With New Wireless Charging for Robots and Drones», 17 de septiembre de 2021. <https://www.allaboutcircuits.com/news/wibotic-gets-creative-with-new-wireless-charging-for-robots-drones/>
- [24] «Electromagnetic Compatibility (EMC) Directive». 2014. [En línea]. Disponible en: https://ec.europa.eu/growth/sectors/electrical-and-electronic-engineering-industries-eei/electromagnetic-compatibility-emc-directive_es
- [25] «FAQ: Are your products certified for use in the US and abroad?» <https://www.wibotic.com/learn/faq/>
- [26] «Programmable Wireless Charging and Uptime Optimization for Mobile Robots». [En línea]. Disponible en: <https://www.wibotic.com/wp-content/uploads/2021/05/Wibotic-Mobile-Datasheet.pdf>
- [27] «Documento Básico SE Seguridad estructural». 20 de diciembre de 2019. [En línea]. Disponible en: <https://www.codigotecnico.org/pdf/Documentos/SE/DBSE.pdf>
- [28] «Documento Básico SE-AE Seguridad Estructural Acciones en la edificación». abril de 2009. [En línea]. Disponible en: <https://www.codigotecnico.org/pdf/Documentos/SE/DBSE-AE.pdf>
- [29] «Documento Básico SE-A Seguridad estructural Acero». 25 de enero de 2008. [En línea]. Disponible en: <https://www.codigotecnico.org/pdf/Documentos/SE/DBSE-A.pdf>
- [30] «UNE-EN 10025-1:2006 Productos laminados en caliente de aceros para estructuras. Parte 1: Condiciones técnicas generales de suministro.» 8 de febrero de 2006. [En línea]. Disponible en: <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma/?c=N0035439>
- [31] «UNE-EN 10025-2:2020 Productos laminados en caliente de aceros para estructuras. Parte 2: Condiciones técnicas de suministro de los aceros estructurales no aleados.» 1 de julio de 2020. [En línea]. Disponible en: <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma/?c=N0064323>
- [32] «UNE-EN 10025-3:2020 Productos laminados en caliente de aceros para estructuras. Parte 3: Condiciones técnicas de suministro de los aceros estructurales soldables de grano fino en la condición de normalizado/laminado de normalización.» 1 de julio de 2020. [En línea]. Disponible en: <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma/?c=N0064324>
- [33] «UNE-EN 10025-4:2020 Productos laminados en caliente de aceros para estructuras. Parte 4: Condiciones técnicas de suministro de los aceros estructurales soldables de grano fino laminados termomecánicamente.» 1 de julio de 2020. [En línea]. Disponible en: <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma/?c=N0064325>

- [34] «UNE-EN 10025-6:2020. Productos laminados en caliente de aceros para estructuras. Parte 6: Condiciones técnicas de suministro de los productos planos de aceros estructurales de alto límite elástico en la condición de templado y revenido.» 1 de julio de 2020. [En línea]. Disponible en: <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma/?c=N0064327>
- [35] A. Delgado Trujillo, E. De Justo Moscardó, y P. Alarcón Ramírez, «LA SEGURIDAD EN LAS ESTRUCTURAS. VERIFICACIONES DE TENSIONES Y DEFORMACIONES.» [En línea]. Disponible en: <https://personal.us.es/ejem/wp-content/uploads/2016/02/T09-La-seguridad-en-las-estructuras.pdf>
- [36] «Informe catastral Parcela 230, Posada de Valdeón (León)». [En línea]. Disponible en: <https://www1.sedecatastro.gob.es/Cartografia/mapa.aspx?del=24&mun=119&refcat=24119A01100230&Xcentro=341764.157450561&Ycentro=4775031.86392001&from=OVBusqueda&final=&pest=coordenadas&latitud=43.111494&longitud=-4.944840&gradoslat=&minlat=&seglat=&gradoslon=&minlon=&seglon=&x=&y=&huso=0&tipoCoordenadas=2&ZV=NO&ZR=NO&anyoZV=&tematicos=&anyotem=>
- [37] «Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red». julio de 2011. [En línea]. Disponible en: https://www.idae.es/sites/default/files/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf
- [38] «Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red». febrero de 2009. [En línea]. Disponible en: https://www.idae.es/sites/default/files/documentos_5654_FV_Pliego_aisladas_de_red_09_d5e0a327.pdf
- [39] «SZ-160-36M». [En línea]. Disponible en: <https://coelectrix.com/wp-content/uploads/2021/12/SC-SZ-160-36M.pdf>
- [40] «RA-12-200». [En línea]. Disponible en: <https://autosolar.es/pdf/RITAR-12V-200AH-RA.pdf>
- [41] «PC1500B Series». [En línea]. Disponible en: <https://autosolar.es/pdf/MUST-SOLAR-PC1500B.pdf>
- [42] «Inversores Phoenix 250VA – 1200VA 230V y 120V, 50Hz o 60Hz». [En línea]. Disponible en: <https://autosolar.es/pdf/Ficha-Victron-Phoenix-VE-250VA-1200VA.pdf>
- [43] «IEC 62548 PV arrays - Design requirements». septiembre de 2016. [En línea]. Disponible en: <https://www.sis.se/api/document/preview/8022708/>
- [44] «Ficha técnica fusible solar DC R017». [En línea]. Disponible en: <https://autosolar.es/pdf/ficha-tecnica-acfuse-22x58.pdf>
- [45] «Siemens 5SU1353-1KK20». [En línea]. Disponible en: <https://mall.industry.siemens.com/mall/en/uk/Catalog/Product/5SU13531KK20>
- [46] «Siemens 5SL4220-7». [En línea]. Disponible en: <https://mall.industry.siemens.com/mall/es/WW/Catalog/Product/5SL4220-7>
- [47] «Reglamento electrotécnico para baja tensión e ITC». 16 de mayo de 2022. [En línea]. Disponible en: https://www.boe.es/biblioteca_juridica/codigos/abrir_pdf.php?fich=326_Reglamento_electrotecnico_para_baja_tension_e_ITC.pdf
- [48] «Guía-BT-19 Instalaciones interiores o receptoras». [En línea]. Disponible en: http://www.uco.es/electrotecnia-etsiam/reglamentos/Guia_Tecnica_REBT/guia_bt_19_sep03R1.pdf
- [49] «Guía-BT-40 Instalaciones generadoras de baja tensión». [En línea]. Disponible en: http://www.uco.es/electrotecnia-etsiam/reglamentos/REBT/ITC_BT_40.pdf

- [50] «Guía-BT-21 Tubos y canales protectoras». [En línea]. Disponible en: https://www.uco.es/electrotecnia-etsiam/reglamentos/REBT/ITC_BT_21.pdf
- [51] «Línea subterránea de distribución de baja tensión en canalización entubada.»
- [52] A. A. A. Alkhatib, «A Review on Forest Fire Detection Techniques». 4 de abril de 2014. [En línea]. Disponible en: <https://journals.sagepub.com/doi/full/10.1155/2014/597368#:~:text=Monitoring%20of%20the%20potential%20risk,the%20cost%20of%20fire%20fighting>
- [53] «EFFIS Annual Statistics for Spain». [En línea]. Disponible en: <https://effis.jrc.ec.europa.eu/apps/effis.statistics/estimates>
- [54] «¿Sabes cuánto te cuesta un incendio forestal?», 9 de octubre de 2021. <https://www.consumer.es/economia-domestica/sociedad-consumo/cuanto-cuesta-un-incendio-forestal.htm>

Anexo I - Datasheets

- 1 **DISPOSITIVOS WIBOTIC**
- 2 **SZ-160-36M**
- 3 **RA-12-200**
- 4 **SOLARSYSTEM PC1500B SERIES**
- 5 **VICTRON ENERGY PHOENIX**
- 6 **SOLAR ENERGY R017**
- 7 **SIEMENS 5SU1353-1KK20 20724**
- 8 **SIEMENS 5SL4220-7**

SZ-160-36M

Warranty

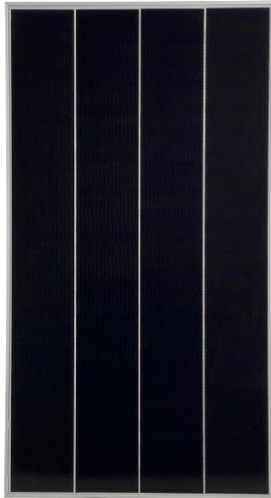
- ◆ 5 years Manufacturer Warranty
- ◆ Warranty on Electrical Performance: 10 years 90% + 25 years 80% of power output

Manufacturing

- ◆ Original cell sorting system ensures the best electric cell match
- ◆ EL-Testing before packing.
- ◆ Comprehensive module power testing.

Performance

- ◆ Higherer module efficiency and compact size. Weakened hot-spot effect, lower module failure rate and increased stability by shingle-tech.
- ◆ Special connection method lowers the internal resistance and ensures better performance than traditional connection with busbar.
- ◆ IP67 rated junction box, reliable cables and standard MC4 connectors improve the stability



Mechanical Data

Standard Test Conditions AM=1.5, E=1000W/m², TC=25°C

Nominal Power	160W
Cell Type	Monocrystalline
Module Efficiency	20.22%
Maximum Power Current (Impp)	7.25A
Maximum Power Voltage (Vmpp)	22.07V
Open-circuit Voltage (Voc)	26.33V
Short-circuit Current (Isc)	7.64A
Maximum System Voltage	1000V
Output Tolerance	± 3%
Cable	700mm / 2.5mm ²
Connector Type	MC4 / MC4 Compatible
Module Structure	Aluminum Frame / Glass / EVA / Backsheet (White)
Junction box rating	≥ IP67
Number of Diodes	Two
Working Temperature	-40°C ~ +80°C

Packaging

Module Dimensions	1230*670*30mm
Module Weight	11.83kg
Package	Single Package
Pieces per Pallet	28
Gross Weight per Pallet	350kg
Pallet Dimensions	1200*1100*800mm

SOLMAX NEW ENERGY B.V.

Address: Zonnebaan 23, 3542 EB Utrecht, the Netherlands
 Tel: +31-307855708
 Email: info@solarfam.nl





RA12-200 (12V200Ah)

Specification

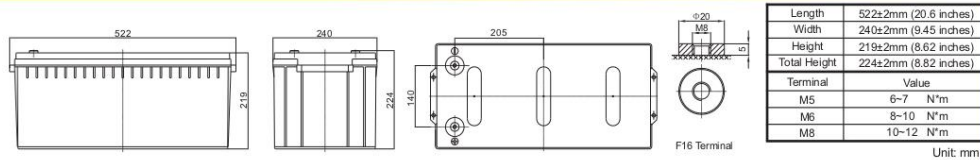
Cells Per Unit	6
Voltage Per Unit	12
Nominal Capacity	200Ah@10hour-rate to 1.80V per cell @25°C
Weight	Approx. 58.0 Kg (Tolerance ± 3.0%)
Internal Resistance	Approx. 3.5 mΩ
Terminal	F16(M8)/F10(M8)
Max. Discharge Current	2000A (5 sec)
Short Circuit Current	3430A
Design Life	12 years (Float charging)
Max. Charging Current	60.0 A
Reference Capacity	C3 154.8AH C5 174.5AH C10 200.0AH C20 212.0AH
Standby Use Voltage	13.6 V~13.8 V @ 25°C Temperature Compensation: -3mV/°C/Cell
Cycle Use Voltage	14.6 V~14.8 V @ 25°C Temperature Compensation: -4mV/°C/Cell
Operating Temperature Range	Discharge: -20°C~60°C Charge: 0°C~50°C Storage: -20°C~60°C
Normal Operating Temperature Range	25°C ± 5°C
Self Discharge	RITAR Valve Regulated Lead Acid (VRLA) batteries can be stored for up to 6 months at 25°C and then recharging is recommended. Monthly Self-discharge ratio is less than 3% at 25°C. Please charge batteries before using.
Container Material	A.B.S. UL94-HB, UL94-V0 Optional.



RA series is a general purpose battery with 12 years design life in float service. It meets with IEC, JIS, BS, GB/T and YD/T standards. With advanced AGM valve regulated technology and high purity raw material, the RA series battery maintains high consistency for better performance and reliable standby service life. It is suitable for UPS/EPS, Telecom, power grid, medical equipment, emergency light and security system applications.



Dimensions



Constant Current Discharge Characteristics : A (25°C)

F.V/Time	10MIN	15MIN	30MIN	1HR	2HR	3HR	4HR	5HR	8HR	10HR	20HR
1.60V	439.3	352.3	216.8	122.2	72.8	56.4	44.3	37.7	25.4	21.1	11.0
1.65V	415.1	336.8	208.2	118.0	70.5	54.7	43.1	36.8	25.1	20.8	10.9
1.70V	382.2	315.4	199.0	114.2	68.2	53.2	42.0	35.8	24.7	20.5	10.7
1.75V	349.8	293.5	190.2	110.0	65.8	51.6	40.9	34.9	24.3	20.3	10.6
1.80V	316.7	271.0	181.8	105.8	63.4	50.0	39.7	34.0	23.9	20.0	10.5
1.85V	258.8	224.9	156.5	94.9	58.1	46.2	36.9	31.7	22.5	18.8	10.0

Constant Power Discharge Characteristics : WPC (25°C)

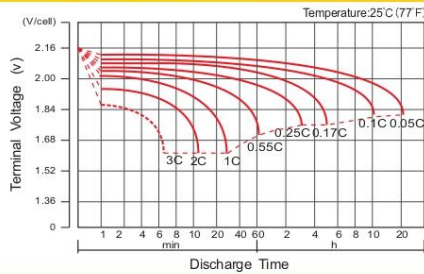
F.V/Time	10MIN	15MIN	30MIN	1HR	2HR	3HR	4HR	5HR	8HR	10HR	20HR
1.60V	746.8	615.8	393.8	229.6	138.0	107.7	85.1	72.7	49.5	41.5	21.7
1.65V	719.3	597.5	382.1	223.0	134.2	104.9	83.1	71.1	49.1	41.0	21.4
1.70V	674.3	568.0	368.8	217.1	130.5	102.5	81.2	69.5	48.4	40.5	21.2
1.75V	628.4	536.2	356.2	210.5	126.5	99.8	79.4	68.0	47.8	40.0	21.0
1.80V	578.7	502.1	343.9	203.6	122.6	97.1	77.4	66.5	47.1	39.5	20.8
1.85V	481.4	422.6	299.1	183.7	113.0	90.2	72.2	62.2	44.4	37.3	19.7

(Note) The above characteristics data are average values obtained within three charge/discharge cycle not the minimum values. The battery must be fully charged before the capacity test. The C is should reach 95% after the first cycle and 100% after the third cycle.

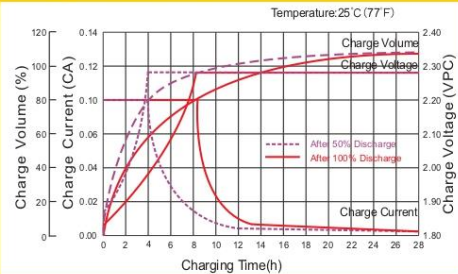
RA12-200(12V200Ah)



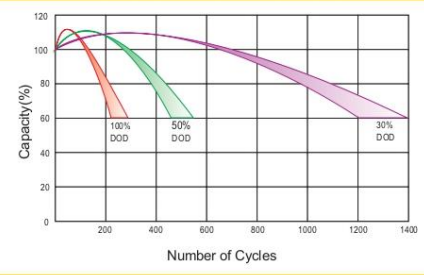
Discharge Characteristics Curve



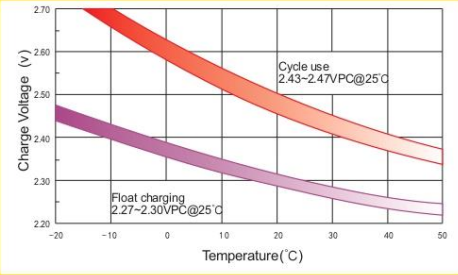
Charge Characteristic Curve For Standby Use



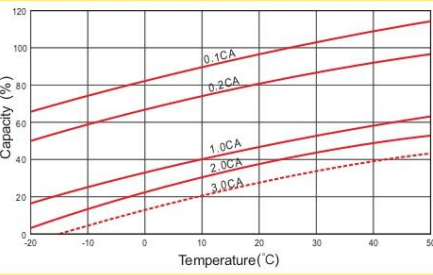
Cycle Life In Relation To Depth Of Discharge



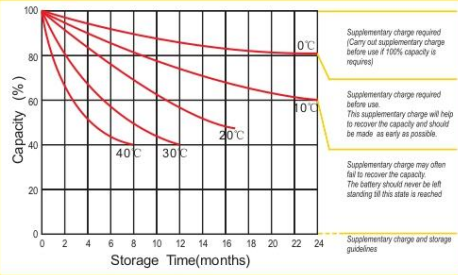
Relationship Between Charging Voltage And Temperature



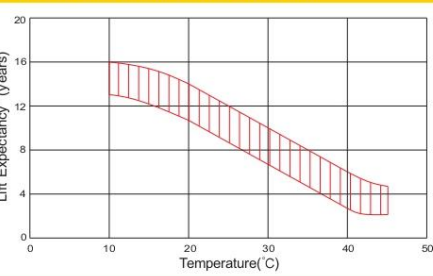
Temperature Effects On Capacity



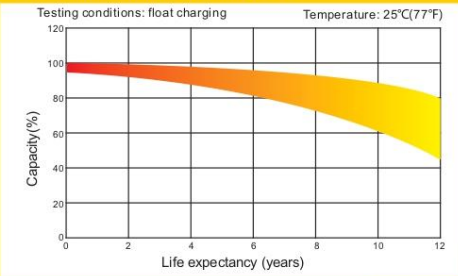
Storage Characteristics



Effect Of Temperature On Long Term Life



Life Characteristics Of Standby Use



(Note) All above information shall be changed without prior notice, Ritar reserves the right to explain and update the latest information.

HENGYANG RITAR POWER CO.,LTD.
 URL: www.ritarpower.com

Add: No.1 Huagong Road, Songmu Industrial Park, Shigu District, Hengyang, Hunan, China 421001
 Tel: +86-734-8595528 Fax: +86-734-8595518 E-mail: sales@ritarpower.com Version 19A-0

Solar System

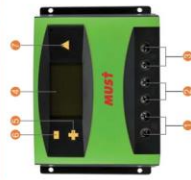


Modelo: PC1500B-60DU

Introducción:

Este regulador solar de carga y descarga inteligente tiene una interfaz sencilla y visual gracias a su pantalla LCD de grandes dimensiones. Muchos parámetros de control se pueden ajustar con gran flexibilidad en función de nuestros requisitos.

LCD Información Display



1. Terminal positivo fotovoltaico
2. Terminal negativo fotovoltaico
3. Terminal positivo batería
4. Terminal negativo batería
5. Terminal carga CC positivo
6. Terminal carga CC negativo
7. Pantalla LCD

IF	Platación	Función
5	Corría	Siguiente visualización, Incremento mientras está en ajustes
6	Corría	Incremento continuo mientras está en ajustes
7	Corría	Visualización previa, Decremento mientras está en ajustes
8	Corría	Decremento continuo mientras está en ajustes
9	Corría	Interrupción consumos CC, Entrar configuración, guardar
10	Luz (L3 S)	Entrar menú secundario

Detalles internos



Estabilidad, gran eficiencia, integración

Diseño de circuitería optimizado

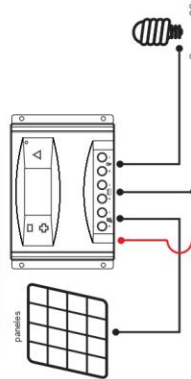
PC1500B Series

PWM - Regulador carga solar

Características:

- En intensidades 10A 20A 30A 40A 50A 60A.
- Pantalla LCD de fácil lectura.
- Operación sencilla por botones.
- Detección automática de voltaje del sistema.
- Algoritmo carga inteligente PWM.
- Protección ajustable carga-descarga.
- Compensación automática por temperatura.
- Selección de tecnología de batería.
- Protección de corriente inversa de batería.
- Desconexión de batería por bajo voltaje (LVD).
- Protección polaridad invertida en batería.
- Protección por sobre-voltaje.
- Puertos para carga USB en modelos hasta 40A.

Conexión al sistema solar:



Funciones:

- Pantalla LCD: 12V/20V Auto-detección
- PWM: Configurable
- Protección: Protección
- Carga USB: Carga USB



PCI 500B SERIES Controladores



Modelos: PC1500B-10 y 20A

Voltaje trabajo: 12,24V Auto-detección
Consumo: 10mA
Puertos USB: SV, 1A x 2
Tamaño LCD: 2.2"



Modelos: PC1500B-30 y 40A

Voltaje trabajo: 12,24V Auto-detección
Consumo: 10mA
Puertos USB: SV, 1A x 2
Tamaño LCD: 2.2"



Modelos: PC1500B-50D / 50A8D

Voltaje: 12,24V Auto-detección y modelo 48V
Consumo: 10mA
Puertos USB: SV, 1A x 2
Tamaño LCD: 2.6"



Modelos: PC1500B-60D / 60A8D

Voltaje: 12,24V Auto-detección y modelo 48V
Consumo: 10mA
Puertos USB: SV, 1A x 2
Tamaño LCD: 2.6"

Aplicación



Entrada	Modelo			
	PC1500B-10-20	PC1500B-30-40	PC1500B-50-60	PC1500B-60A8D
Voltaje FV	s50V			
Intensidad nominal	10A	20A	30A	40A 50A 60A
Voltaje sistema	1224V Auto			
Desconexión por alto voltaje	16.00V x 1 x 2 / 3 x 4 (0.9V)			
Intensidad de carga nominal	10A	20A	30A	40A 50A 60A
Autocorriente	s10mA			
Carga de tensión circuito carga	s0.24V			
Carga de tensión circuito descarga	s0.10V			
Modo de carga	PWM 4-etapas carga, absorción, flotación, equalización			
Voltaje Carga Flotación	6.8V (13V-15V) x 1 x 2 / 3 x 4			
Voltaje Carga Absorción	14.4V (13V-15V) x 1 x 2 / 3 x 4			
Voltaje Carga Equalización	14.6V (13V-15.8V) x 1 x 2 / 3 x 4			
Protección Bajo Voltaje	10.7V (10V-14V) x 1 x 2 / 3 x 4			
Recuperación Bajo Voltaje	12.6V (10V-14V) x 1 x 2 / 3 x 4			
Salida USB	5V, 1A x 2			
Sección cableado	s10mm²			
Temperatura trabajo	-20°C-55°C			
Tamaño (L x V x H)	188 x 95 x 46 5mm		195 x 111 x 54mm	
Peso neto	355g		407g	

Inversores Phoenix

250VA – 1200VA 230V y 120V, 50Hz o 60Hz

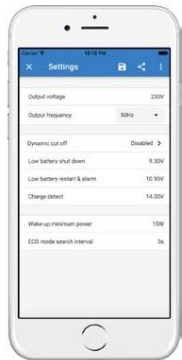
www.victronenergy.com



Phoenix 12/375 VE.Direct



Phoenix 12/375 VE.Direct



Puerto de comunicación VE.Direct

El puerto VE.Direct puede conectarse a:

- Un ordenador (se necesita un cable de interfaz VE.Direct a USB)
- Smartphones Apple y Android, tabletas, mackbooks y demás dispositivos (se necesita una mochila VE.Direct a Bluetooth Smart)

Totalmente configurable:

- Niveles de disparo de la alarma y restablecimiento por tensión baja de la batería.
- Niveles de desconexión y reinicio por tensión baja de la batería.
- Desconexión dinámica: nivel de desconexión dependiente de la carga
- Tensión de salida 210 - 245V
- Frecuencia 50 Hz o 60 Hz
- On/off del modo ECO y sensor de nivel del modo ECO

Seguimiento:

- Tensión y corriente de entrada/salida, % de carga y alarmas

Fiabilidad probada

La topología de puente completo más transformador toroidal ha demostrado su fiabilidad a lo largo de muchos años.

Los inversores están a prueba de cortocircuitos y protegidos contra el sobrecalentamiento, ya sea debido a una sobrecarga o a una temperatura ambiente elevada.

Alta potencia de arranque

Necesaria para arrancar cargas como lámparas LED, halógenas o herramientas eléctricas.

Modo ECO

En modo ECO, el inversor se pondrá en espera cuando la carga descienda por debajo de un valor predeterminado (carga mínima: 15W). Una vez en espera, el inversor se activará brevemente (ajustable; por defecto: cada 2,5 segundos). Si la carga excede el nivel predeterminado, el inversor permanecerá encendido.

Interruptor on/off remoto

Se puede conectar un interruptor On/Off remoto a un conector bifásico o entre el positivo de la batería y el contacto de la izquierda del conector bifásico.

Diagnóstico LED

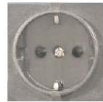
Por favor, consulte el manual para obtener su descripción.

Para transferir la carga a otra fuente CA: el conmutador de transferencia automático

Para nuestros inversores de menor potencia recomendamos nuestro conmutador de transferencia automático Filax. El tiempo de conmutación del "Filax" es muy corto (menos de 20 milisegundos), de manera que los ordenadores y demás equipos electrónicos continuarán funcionando sin interrupción.

Disponibles con tres tomas de corriente distintas

Schuko



UK



AU/NZ



IEC-320 (enchufe macho incluido)



Nema 5-15R



Bornes de tornillo

No se necesitan herramientas especiales para su instalación

Inversor Phoenix	12 voltios 24 voltios 48 voltios	12/250 24/250 48/250	12/375 24/375 48/375	12/500 24/500 48/500	12/800 24/800 48/800	12/1200 24/1200 48/1200
Potencia cont a 25°C (1)	250VA 375VA 500VA 800VA 1200VA					
Potencia cont. a 25°C / 40°C	200 / 175W 300 / 260W 400 / 350W 650 / 560W 1000 / 850W					
Pico de potencia	400W 700W 900W 1500W 2200W					
Tensión / frecuencia CA de salida (ajustable)	230VCA o 120VCA +/- 3% 50Hz o 60Hz +/- 0,1%					
Rango de tensión de entrada	9,2 - 17 / 18,4 - 34,0 / 36,8 - 62,0V					
Desconexión por CC baja (ajustable)	9,3 / 18,6 / 37,2V					
Dinámica (dependiente de la carga)	Desconexión dinámica, ver					
Desconexión por CC baja (totalmente ajustable)	https://www.victronenergy.com/live/ve.direct:phoenix-inverters-dynamic-cutoff					
Reinicio y alarma por CC baja (ajustable)	10,9 / 21,8 / 43,6V					
Detector de batería cargada (ajustable)	14,0 / 28,0 / 56,0V					
Eficacia máx.	87 / 88 / 88%	89 / 89 / 90%	90 / 90 / 91%	90 / 90 / 91%	91 / 91 / 92%	
Consumo en vacío	4,2 / 5,2 / 7,9W	5,6 / 6,1 / 8,5W	6 / 6,5 / 9W	6,5 / 7 / 9,5W	7 / 8 / 10W	
Consumo en vacío predeterminado en modo ECO (Intervalo de reintento: 2,5 s, ajustable)	0,8 / 1,3 / 2,5W	0,9 / 1,4 / 2,6W	1 / 1,5 / 3,0W	1 / 1,5 / 3,0W	1 / 1,5 / 3,0	
Ajuste de potencia de parada y arranque en modo ECO	Ajustable					
Protección (2)	a - f					
Rango de temperatura de trabajo	-40 to +65°C (refrigerado por ventilador) (reducción de potencia del 1,25% por cada °C por encima de 25°C)					
Humedad (sin condensación)	máx. 95%					
CARCASE						
Material y color	Chasis de acero y carcasa de plástico (azul RAL 5012)					
Conexión de la batería	Bornes de tornillo					
Sección de cable máxima:	10mm ² / AWG8	10mm ² / AWG8	10mm ² / AWG8	25/10/10mm ² / AWG4/8/8	35/25/25 mm ² / AWG 2/4/4	
Tomas de corriente CA estándar	230V: Schuko (CEE 7/4), IEC-320 (enchufe macho incluido) UK (BS 1363), AU/NZ (AS/NZS 3112) 120V: Nema 5-15R					
Tipo de protección	IP 21					
Peso	2,4kg / 5,3lbs	3,0kg / 6,6lbs	3,9kg / 8,5lbs	5,5kg / 12lbs	7,4kg / 16,3lbs	
Dimensiones (al x an x p en mm.) (al x an x p, pulgadas)	86 x 165 x 260 3,4 x 6,5 x 10,2	86 x 165 x 260 3,4 x 6,5 x 10,2	86 x 172 x 275 3,4 x 6,8 x 10,8	105 x 216 x 305 4,1 x 8,5 x 12,1 (12V modelo: 105 x 230 x 325)	117 x 232 x 327 4,6 x 9,1 x 12,9 (12V modelo: 117 x 232 x 362)	
ACCESORIOS						
On/Off remoto	Sí					
Conmutador de transferencia automático	Filax					
ESTANDARES						
Seguridad	EN-IEC 60335-1 / EN-IEC 62109-1					
EMC	EN 55014-1 / EN 55014-2 / IEC 61000-6-1 / IEC 61000-6-2 / IEC 61000-6-3					
Directiva de automoción	ECER10-4					
1) Carga no lineal, factor de cresta 3:1 2) Claves de protección: a) cortocircuito de salida b) sobrecarga c) tensión de la batería demasiado alta d) tensión de la batería demasiado baja h) temperatura demasiado alta f) ondulación CC demasiado alta						



Alarma de batería

Indica que la tensión está demasiado alta o demasiado baja por medio de una alarma visual y sonora y de un relé de señalización remota



**Mochila VE.Direct a Bluetooth Smart
(Debe pedirse por separado)**




Monitor de baterías BMV

El monitor de baterías BMV dispone de un avanzado sistema de control por microprocesador combinado con un sistema de alta resolución para la medición de la tensión de la batería y de la carga/descarga de corriente. Aparte de esto, el software incluye unos complejos algoritmos de cálculo para determinar exactamente el estado de la carga de la batería. El BMV muestra de manera selectiva la tensión, corriente, Ah consumidos o el tiempo restante de carga de la batería. El monitor también almacena una multitud de datos relacionados con el rendimiento y uso de la batería.

Victron Energy B.V. | De Paal 35 | 1351 JG Almere | Países Bajos
Centralita: +31 (0)36 535 97 00 | Fax: +31 (0)36 535 97 40
E-mail: sales@victronenergy.com | www.victronenergy.com



PARÁMETROS TÉCNICOS

MODELO	R017	
Imagen		
Tamaño (mm)	22x58	
Peso (g)	55	
Poder de corte nominal	AC 100 kA	
Corriente nominal In (A)	8, 10, 12, 16, 20, 25, 32, 40, 50, 63, 80, 100, 125	
Tensión nominal	AC 400V, AC 500V	
Clasificación (A)	8-125	
Según la IEC 269-2, NF C 63 210-63 211-60 200, NBN C 63 269- 2 en-2-1 y IEC 32-4.		
Clase de funcionamiento		
gL/gG para la protección del conductor	aM para protección de motores	aR para protección de semiconductores
08G2258	08M2258	08R2258
10G2258	10M2258	10R2258
12G2258	12M2258	12R2258
16G2258	16M2258	16R2258
20G2258	20M2258	20R2258
25G2258	25M2258	25R2258
32G2258	32M2258	32R2258
40G2258	40M2258	40R2258
50G2258	50M2258	50R2258
63G2258	63M2258	63R2258
80G2258	80M2258	80R2258
100G2258	100M2258	100R2258
125G2258	125M2258	125R2258



RCBO, 4.5 kA, 1P+N, Type AC, 30 mA, C-Char, In: 20 A, Un AC: 230 V

Model	
product brand name	SENTRON
product designation	RCBO
design of the product	Instantaneous
General technical data	
number of poles	2
number of poles / with protection	1
tripping characteristic class	C
mechanical service life (switching cycles) / typical	10 000
overvoltage category	III
degree of pollution	2
Voltage	
type of voltage / of the operating voltage	AC
insulation voltage (U _i) / rated value	264 V
surge voltage resistance / rated value	4 000 V
surge current resistance / at (8/20) μ s	1 kA
Supply voltage	
supply voltage	
• at AC / rated value	230/240 V
• for testing equipment / minimum	195 V
operating frequency	50 Hz
supply voltage frequency / rated value	50 Hz
Protection class	
protection class IP	IP20, if the distribution board is installed, with connected conductors
Switching capacity	
breaking capacity short-circuit current (I _{cn}) / according to EN 61009-1 / rated value	4.5 kA
switching capacity current	
• according to EN 60898 / rated value	4.5 kA
• according to IEC 60947-2 / rated value	15 kA
rated residual switching capacity (I Δ m) / according to IEC 61009-1	4.5 kA
energy limitation class	3
Dissipation	
power loss [W]	
• for rated value of the current / at AC / in hot operating state / per pole	3.3 W
• maximum	6.6 W
Current	



Automático magnetotérmico 400V 10kA, 2 polos, C, 20 A

La versión	
nombre comercial del producto	SENTRON
designación del producto	Pequeño interruptor automático
Datos técnicos generales	
número de polos	2
clase de característica de disparo	C
vida útil mecánica (ciclos de maniobra) / típico	10 000
categoría de sobretensión	III
grado de contaminación	2
Voltaje	
tipo de corriente / de la tensión de empleo	AC
tensión de aislamiento (Ui)	440 V
<ul style="list-style-type: none"> con funcionamiento polifásico / con AC / valor asignado 	
La tensión de alimentación	
tensión de alimentación / con AC / valor asignado	400 V
tensión de empleo	440 V
<ul style="list-style-type: none"> con funcionamiento polifásico / con AC / máx. con DC / valor asignado / máx. 	72 V
Clase de protección	
grado de protección IP	IP20, con conductores conectados
Capacidad de conmutación	
poder de corte, corriente	10 kA
<ul style="list-style-type: none"> según EN 60898 / valor asignado según IEC 60947-2 / valor asignado 	10 kA
clase de limitación de energía	3
Disipación	
pérdidas [W] / con valor asignado de la intensidad / con AC / en estado operativo caliente / por polo	2 W
Electricidad	
intensidad de empleo	20 A
<ul style="list-style-type: none"> con 30 °C / valor asignado con 40 °C / valor asignado con 45 °C / valor asignado con 55 °C / valor asignado con AC / valor asignado 	18,94 A 18,4 A 17,24 A 20 A
aptitud de uso	Residencial / infraestructuras
Detalles del producto	
componente del producto / neutro maniobrable	No

Anexo II - Informes generados

- 1 INFORME PVGIS: IRRADIANCIA, RADIACIÓN DIFUSA Y TEMPERATURA EN EMPLAZAMIENTO PROPUESTO PARA ESTUDIO
- 2 INFORME PVGIS: ANÁLISIS DE RENDIMIENTO ALTERNATIVA 1
- 3 INFORME PVGIS: ANÁLISIS DE RENDIMIENTO ALTERNATIVA 2
- 4 CONSULTA DESCRIPTIVA Y GRÁFICA DE DATOS CATASTRALES DE BIEN INMUEBLE



Informe creado el

PVGIS-5 base de datos de irradiación geoespacial

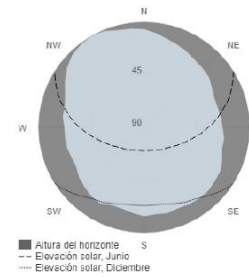
Datos proporcionados

Latitud/Longitud: 43.111,-4.945
 Horizonte: Calculado
 Base de datos: PVGIS-SARAH2
 Año inicial: 2018
 Año final: 2020

Variables incluidas en este informe:

Irradiación global horizontal: Si
 Irradiación directa normal: Si
 Irradiación global con el ángulo óptimo: Si
 Irradiación global con el ángulo 32.6°: Si
 Ratio difusa/global: Si
 Temperatura media: Si

Perfil del horizonte en la localización seleccionada



Irradiación solar mensual



Irradiación
 — irradiación horizontal — irradiación ángulo óptimo — irradiación directa normal — irradiación ángulo seleccionado

Irradiación global horizontal

Mes	2018	2019	2020
Enero	39.96	41.84	44.53
Febrero	33.18	54.91	84.66
Marzo	82.18	133.79	112.5
Abril	143.31	131.48	91.95
Mayo	174.16	189.67	183.29
Junio	179.79	172.46	158.88
Julio	167.8	209.41	221.57
Agosto	201.51	178.14	173.08
Septiembre	140.22	132.65	132.85
Octubre	83.71	87.28	73.58
Noviembre	40.51	23.29	56.88
Diciembre	42.45	41.1	22.22

Irradiación directa normal

Mes	2018	2019	2020
Enero	35.2	62.04	54.14
Febrero	5.21	50.22	114.89
Marzo	45.59	154.28	98.5
Abril	109.21	91.44	41.38
Mayo	135.1	162.36	154.13
Junio	131.37	115.15	94.95
Julio	107.52	181.28	200.8
Agosto	196.12	156.2	151.26
Septiembre	136.78	119.92	129.23
Octubre	81.62	87.58	54.25
Noviembre	23.18	2.85	72.02
Diciembre	54.03	53.96	8.3

Irradiación global con el ángulo óptimo

Mes	2018	2019	2020
Enero	54.8	70.49	68.62
Febrero	33.42	70.9	126.36
Marzo	93.44	172.24	136.45
Abril	156.69	141.26	95.12
Mayo	177.2	193.2	186.2
Junio	174.7	168	153.55
Julio	166.45	210.9	223.78
Agosto	219.63	192.13	186.23
Septiembre	170.37	158.25	159.01
Octubre	109.85	115.57	91.76
Noviembre	49.79	23.1	88.37
Diciembre	67.91	66.26	25.22

Irradiación global con el ángulo

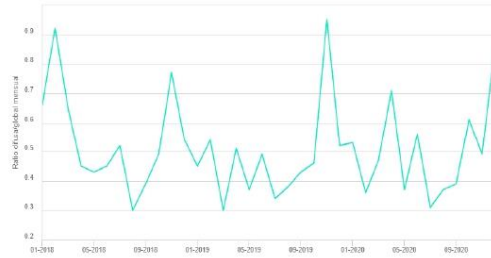
Mes	2018	2019	2020
Enero	55	70.93	68.98
Febrero	33.37	71.08	126.94
Marzo	93.49	172.62	136.63
Abril	156.6	141.14	95
Mayo	176.83	192.78	185.79
Junio	174.17	167.51	153.09
Julio	166.05	210.38	223.24
Agosto	219.44	191.95	186.04
Septiembre	170.59	158.41	159.18
Octubre	110.15	115.89	91.95
Noviembre	49.89	23.06	88.83
Diciembre	68.3	66.64	25.23

PVGIS © Unión Europea, 2001-2022.
 Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged,
 save where otherwise stated.



Informe creado el 2022/04/27

Ratio difusa a global medio mensual



Ratio difusa/global

Month	2018	2019	2020
Enero	0.66	0.45	0.53
Febrero	0.92	0.54	0.36
Marzo	0.65	0.3	0.47
Abril	0.45	0.51	0.71
Mayo	0.43	0.37	0.37
Junio	0.45	0.49	0.56
Julio	0.52	0.34	0.31
Agosto	0.3	0.38	0.37
Septiembre	0.39	0.43	0.39
Octubre	0.49	0.46	0.61
Noviembre	0.77	0.95	0.49
Diciembre	0.54	0.52	0.86

Temperatura media mensual



Temperatura media mensual

Month	2018	2019	2020
Enero	1	0.8	2.6
Febrero	-1.3	2.8	5.2
Marzo	0.5	4.2	3.9
Abril	5.8	5.1	7.6
Mayo	8.3	8.9	12
Junio	12.9	12	11.6
Julio	14.8	15.6	15.8
Agosto	15.9	15.2	15.2
Septiembre	14.5	12.5	12.7
Octubre	8	9.7	7.5
Noviembre	4.1	2	6.4
Diciembre	4.6	3.5	1

La Comisión Europea mantiene esta web para facilitar el acceso público a la información sobre sus actividades y las políticas de la Unión Europea en general. Nuestro propósito es mantener la información precisa y al día. Tratamos de corregir los errores que se nos ocurren. No obstante, la Comisión acepta toda responsabilidad en relación con la información incluida en esta web. Aunque hacemos lo posible por reducir al mínimo los errores técnicos, algunos datos o información contenidos en nuestra web pueden haberse creado o extraído en archivos o formatos no correctos de dichos errores, y no podemos garantizar que esto no ocurra o evitar de alguna manera al usuario. La Comisión no asume ninguna responsabilidad por los problemas que pueden surgir al utilizar este sitio o otros elementos con él. Bases de datos.

Para obtener más información, por favor visite https://ec.europa.eu/info/legislation/index_es

PVGIS ©Unión Europea, 2001-2022.
Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged,
save where otherwise stated.

Informe creado el 2022/04/27



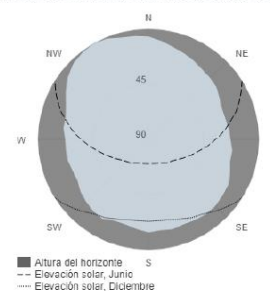
Rendimiento de un sistema FV autónomo

PVGIS-5 valores estimados de la producción eléctrica solar

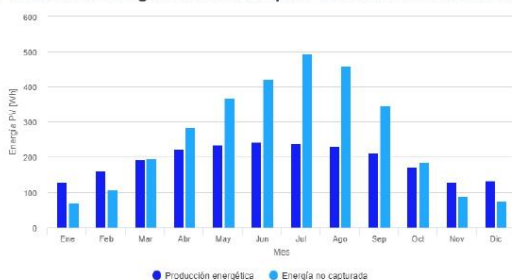
Datos proporcionados

Latitud/Longitud:	43.111,-4.945	Ángulo de inclinación:	32.6 °
Horizonte:	Calculado	Ángulo de azimut	0 °
Base de datos:	PVGIS-SARAH2	Resultados de la simulación	
FV instalado:	160 Wp	Porcentaje días batería cargada:	73.14 %
Capacidad de la batería:	200 Wh	Porcentaje días batería descargada:	100 %
Limitador de descarga:	40 %	Energía media no capturada:	354.66 Wh
Consumo diario:	305.08 Wh	Energía media que falta:	113.42 Wh

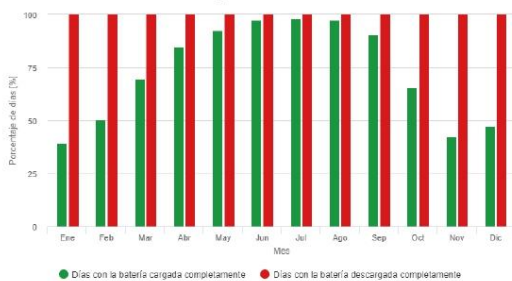
Perfil del horizonte en la localización seleccionada



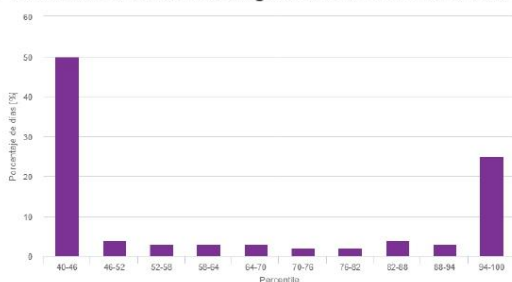
Producción energética estimada para un sistema FV autónomo:



Rendimiento de la batería para un sistema FV autónomo:



Probabilidad del estado de carga de la batería al final del día:



Rendimiento medio mensual

Mes	E _d	E _l	f _f	f _e
Enero	128.8	69.7	39.3	100.0
Febrero	161.4	107.4	50.5	100.0
Marzo	195.4	196.7	69.8	100.0
Abril	221.3	286.2	84.8	100.0
Mayo	234.7	368.2	92.5	100.0
Junio	242.1	420.2	97.7	100.0
Julio	239.6	496.5	98.4	100.0
Agosto	230.6	459.1	97.4	100.0
Septiembre	210.2	345.7	90.4	100.0
Octubre	171.1	185.6	65.3	100.0
Noviembre	128.6	87.9	42.5	100.0
Diciembre	133.6	76.7	47.5	100.0

E_d: Producción energética media diaria [Wh/día].
 E_l: Energía media diaria no capturada [Wh/día].
 f_f: Porcentaje de días con la batería cargada completamente [%].
 f_e: Porcentaje de días en los que la batería se descarga completamente [%].

Cs	Cb
40-46	50.0
46-52	4.0
52-58	3.0
58-64	3.0
64-70	3.0
70-76	2.0
76-82	2.0
82-88	4.0
88-94	3.0
94-100	25.0

Cs: Estado de carga al final de cada día [%].
 Cb: Porcentaje de días con este estado de carga [%].

La Comisión Europea mantiene esta web para facilitar el acceso público a la información sobre sus actividades y las políticas de la Unión Europea en general. Nuestro propósito es maximizar la información precisa y al día. Tratamos de corregir los errores que se nos ocurren. No obstante, la Comisión acepta toda responsabilidad en relación con la información incluida en esta web. Aunque hacemos lo posible por reducir al mínimo los errores técnicos, algunos datos o información contenidos en nuestra web pueden haberse creado o extraído en archivos o formatos no controlados de dichos errores, y no podemos garantizar que esto no ocurra en el futuro. La Comisión no asume ninguna responsabilidad por los problemas que pueden surgir al utilizar este sitio o otros sistemas con él.

Para obtener más información, por favor visite https://ec.europa.eu/info/legislation/index_es

Joint Research Centre

PVGIS © Unión Europea, 2001-2022.
 Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Informe creado el 2022/04/28



Rendimiento de un sistema FV autónomo

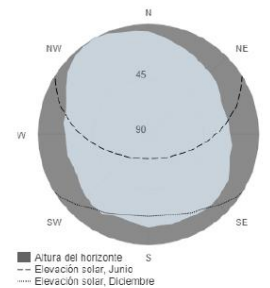
PVGIS-5 valores estimados de la producción eléctrica solar

Datos proporcionados

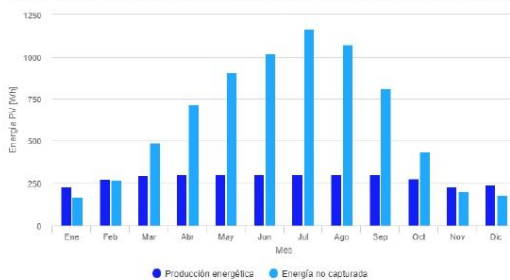
Latitud/Longitud: 43.111,-4.945
 Horizonte: Calculado
 Base de datos: PVGIS-SARAH2
 FV instalado: 320 Wp
 Capacidad de la batería: 400 Wh
 Limitador de descarga: 40 %
 Consumo diario: 305.08 Wh

Ángulo de inclinación: 32.6 °
 Ángulo de azimut: 0 °
Resultados de la simulación
 Porcentaje días batería cargada: 79.07 %
 Porcentaje días batería descargada: 24.32 %
 Energía media no capturada: 785.34 Wh
 Energía media que falta: 98.39 Wh

Perfil del horizonte en la localización seleccionada



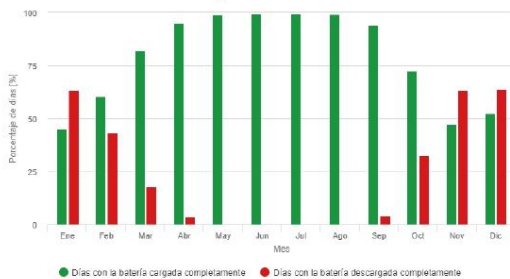
Producción energética estimada para un sistema FV autónomo:



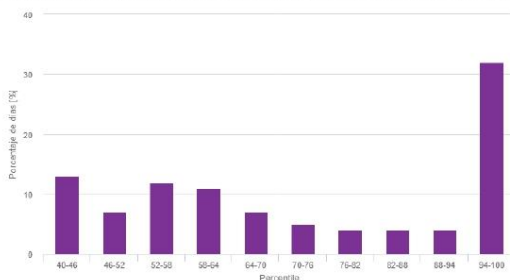
Rendimiento medio mensual

Mes	E _d	E _l	f _f	f _e
Enero	229.9	167.0	45.2	63.5
Febrero	271.1	266.4	60.7	43.3
Marzo	294.6	489.5	82.1	17.9
Abril	304.1	710.9	95.0	3.5
Mayo	305.2	900.7	98.8	0.4
Junio	305.1	1019.4	99.8	0.2
Julio	304.9	1167.2	99.8	0.0
Agosto	304.9	1074.4	99.4	0.2
Septiembre	302.6	809.2	94.2	4.4
Octubre	278.2	435.2	72.6	32.7
Noviembre	230.2	203.0	47.5	63.3
Diciembre	241.8	178.7	52.5	63.8

Rendimiento de la batería para un sistema FV autónomo:



Probabilidad del estado de carga de la batería al final del día:



Cs	Cb
40-46	13.0
46-52	7.0
52-58	12.0
58-64	11.0
64-70	7.0
70-76	5.0
76-82	4.0
82-88	4.0
88-94	4.0
94-100	32.0

Cs: Estado de carga al final de cada día [%].
 Cb: Porcentaje de días con este estado de carga [%].

La Comisión Europea mantiene esta web para facilitar el acceso público a la información sobre sus actividades y las políticas de la Unión Europea en general. Nuestro propósito es presentar la información precisa y al día. Tratamos de corregir los errores que se nos ocurren. No obstante, la Comisión acepta toda responsabilidad en relación con la información incluida en esta web. Aunque hacemos lo posible por reducir al mínimo los errores técnicos, algunos datos o informaciones contenidos en nuestra web pueden haberse creado o estructurado en archivos o formatos no controlados de otros errores, y no podemos garantizar que esto no ocurra o evitar de alguna manera al usuario. La Comisión no asume ninguna responsabilidad por los problemas que pueden surgir al utilizar este sitio o otros sistemas con el acceso al mismo.

Para obtener más información, por favor visite https://ec.europa.eu/info/legislation/index_es

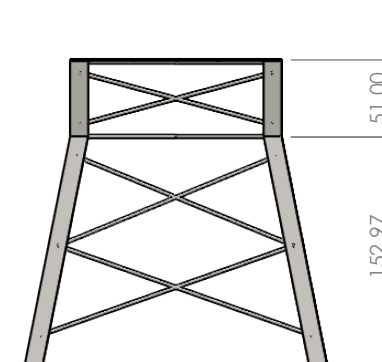
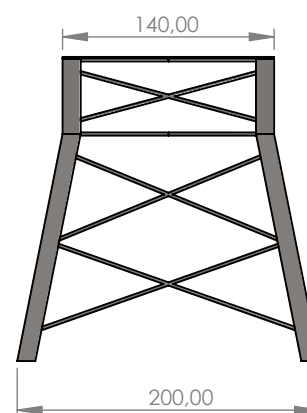
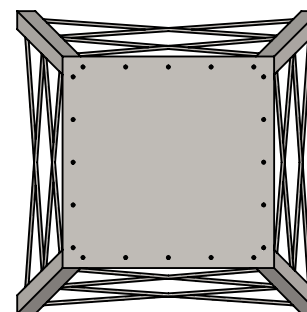
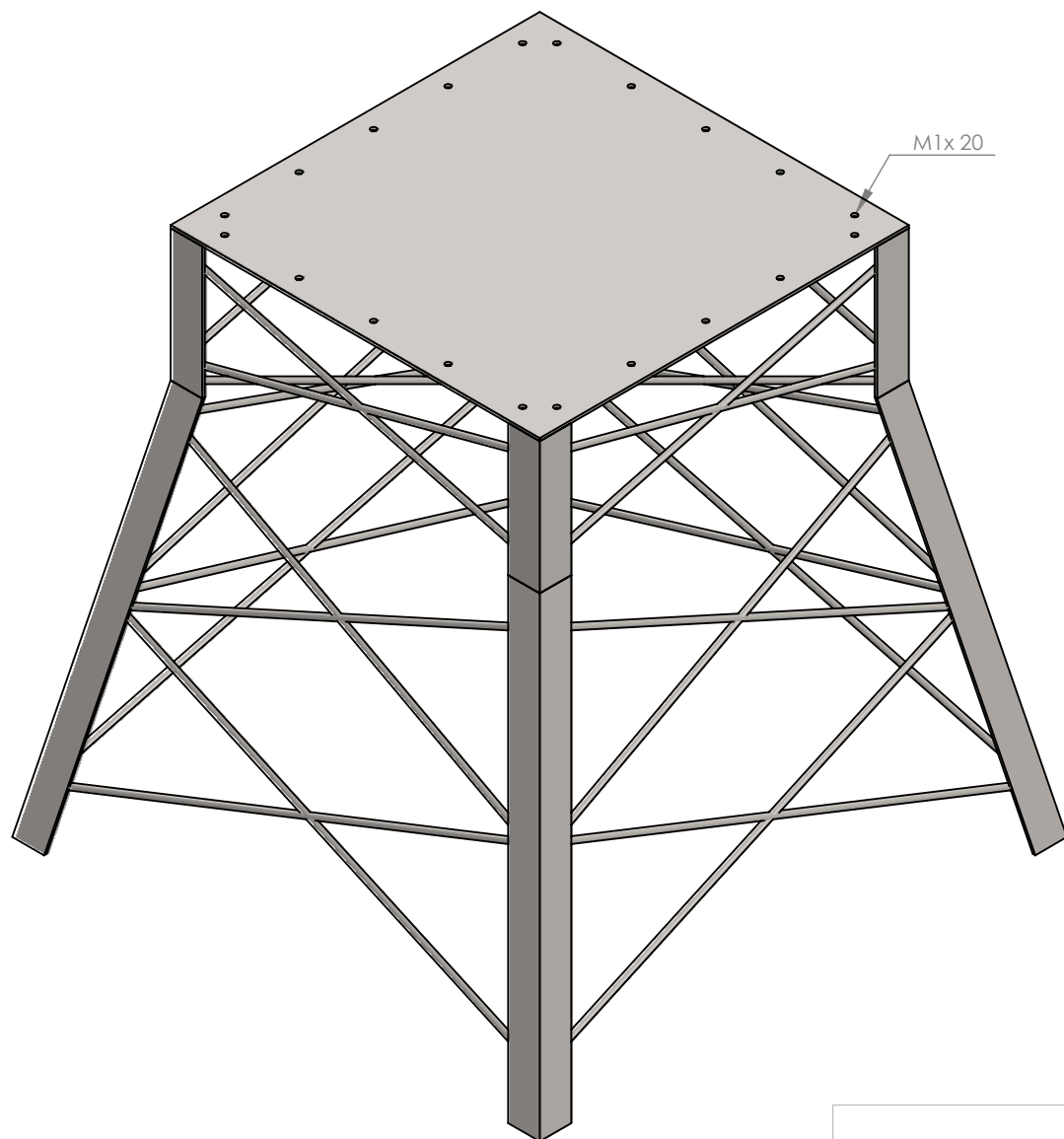
Joint Research Centre

PVGIS © Unión Europea, 2001-2022.
 Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Informe creado el 2022/04/28

Anexo III- Planos del sistema

- 1 ESQUEMATIZACIÓN MODELADO 3D PARTE 1: BASE
- 2 ESQUEMATIZACIÓN MODELADO 3D PARTE 2: ME
- 3 ESQUEMATIZACIÓN MODELADO 3D PARTE 3: MCD
- 4 ESQUEMATIZACIÓN MODELADO 3D PARTE 4: ESTRUCTURA PANELES
FV
- 5 ESQUEMATIZACIÓN MODELADO 3D PERFILERÍA PARTE 4



UNIVERSIDAD DE LEÓN

ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIAL, INFORMÁTICA Y AEROSPAZIAL

PLANO:
ESQUEMATIZACIÓN MODELADO 3D PARTE 1:BASE

EL ALUMNO:
DANIEL GUZMÁN PÉREZ MIRANDA

**ESTUDIO DE SISTEMA DE
RECARGA DE DRONES EN ENTORNOS AISLADOS**

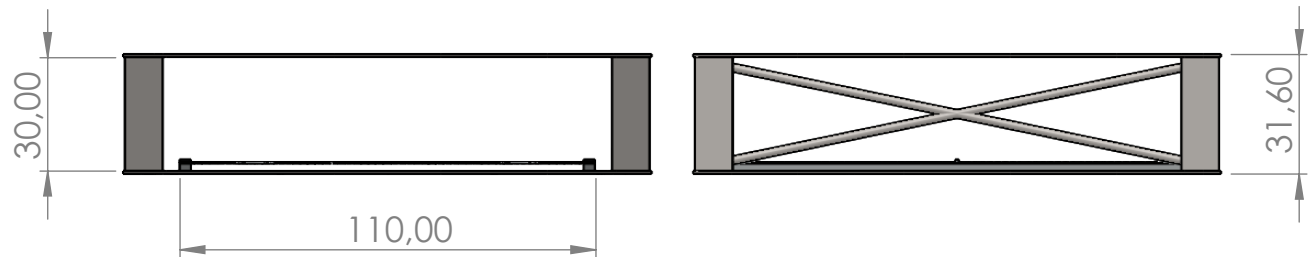
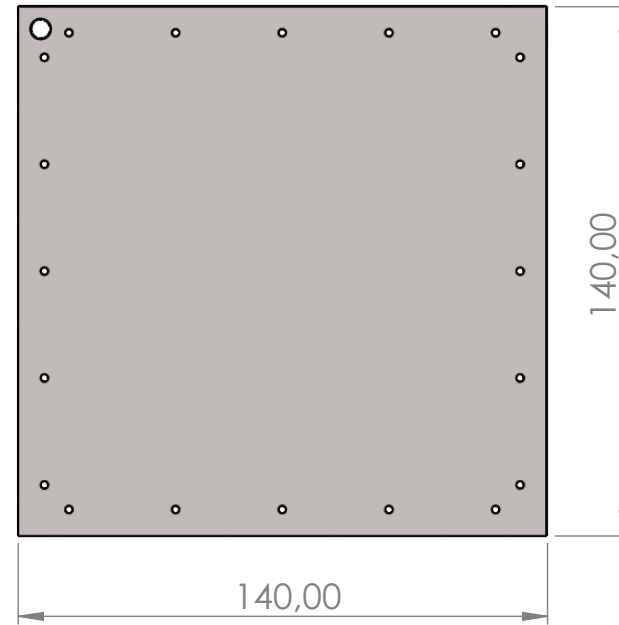
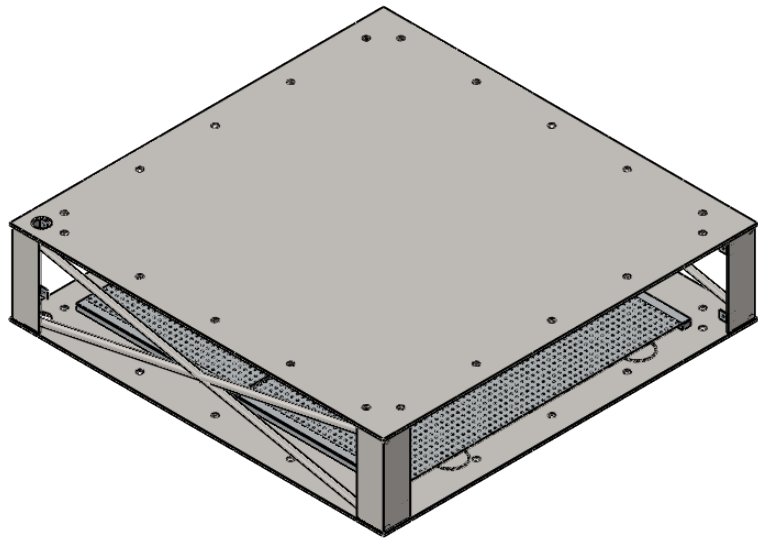
ESCALA:
1:20/1:50

FECHA:
JULIO 2022

Nº PLANO:

1

**TRABAJO FIN DE GRADO EN INGENIERÍA
ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA**



UNIVERSIDAD DE LEÓN

ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIAL, INFORMÁTICA Y AEROSPAECIAL

**ESTUDIO DE SISTEMA DE
RECARGA DE DRONES EN ENTORNOS AISLADOS**

PLANO:
ESQUEMATIZACIÓN MODELADO 3D PARTE 2: ME

ESCALA:
1:20

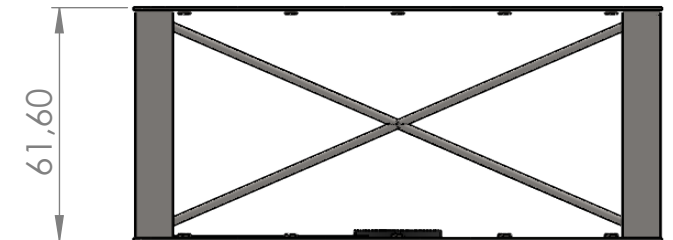
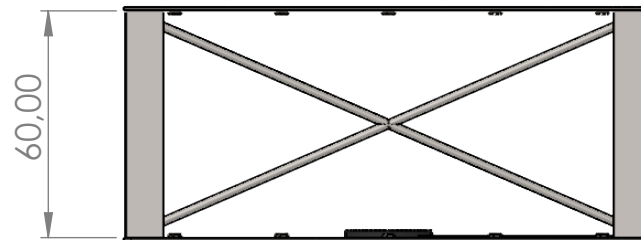
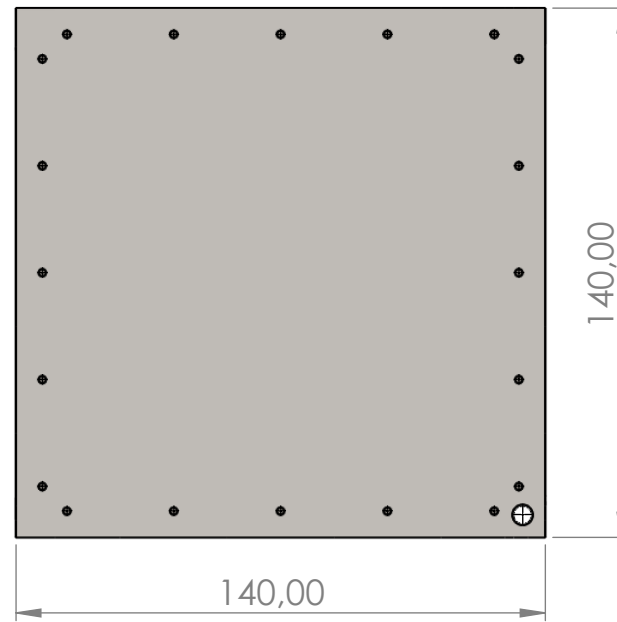
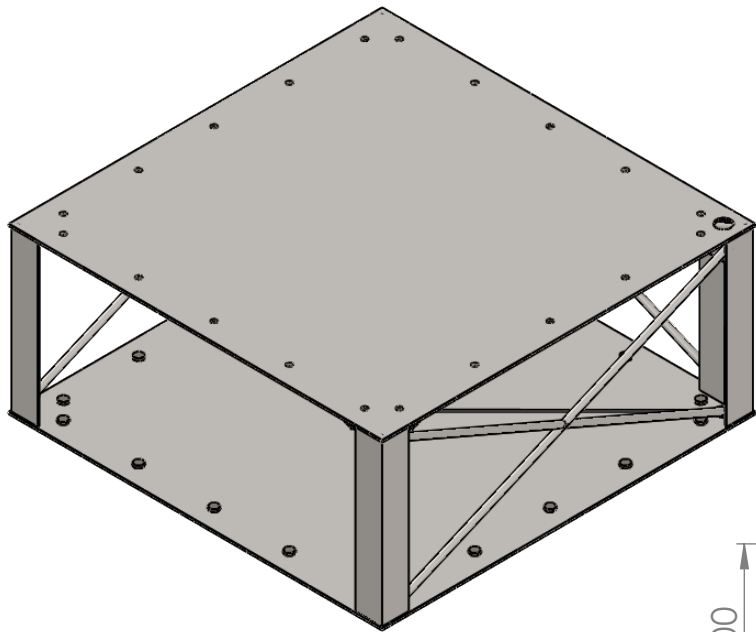
FECHA:
JULIO 2022

Nº PLANO:

EL ALUMNO:
DANIEL GUZMÁN PÉREZ MIRANDA

**TRABAJO FIN DE GRADO EN INGENIERÍA
ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA**

2



UNIVERSIDAD DE LEÓN

ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIAL, INFORMÁTICA Y AEROSPAECIAL

**ESTUDIO DE SISTEMA DE
RECARGA DE DRONES EN ENTORNOS AISLADOS**

PLANO:
ESQUEMATIZACIÓN MODELADO 3D PARTE 3: MCD

ESCALA:
1:20

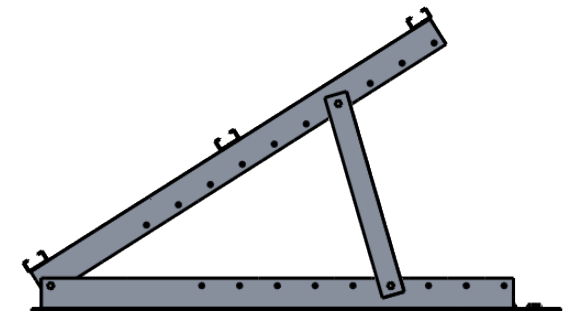
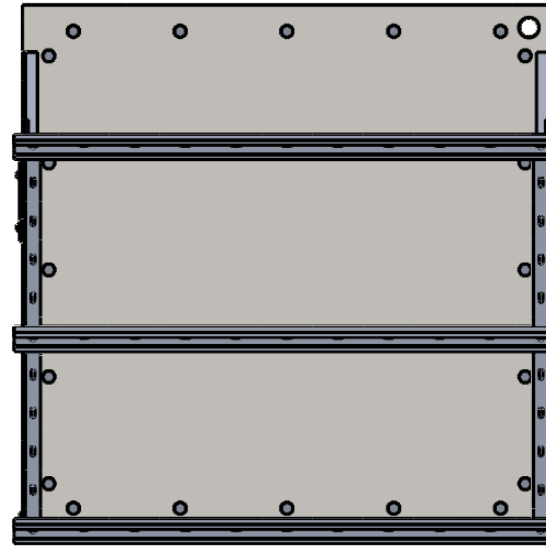
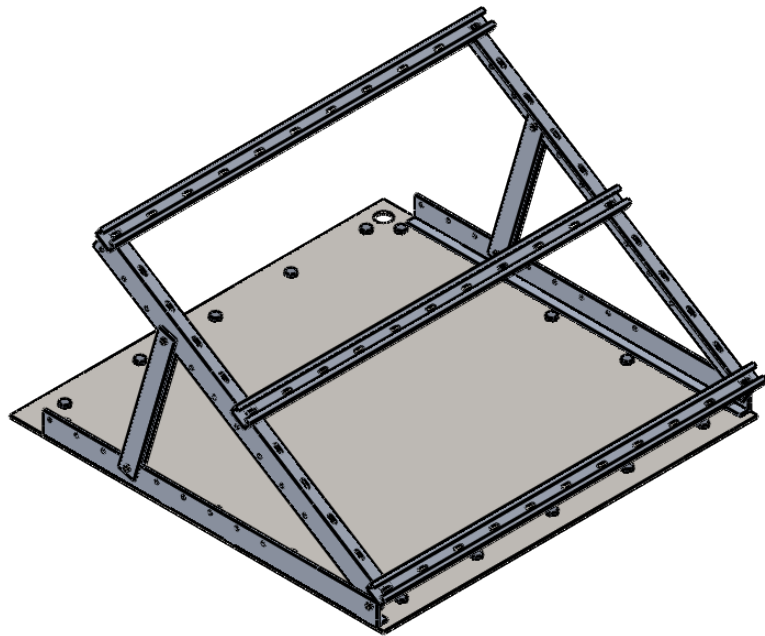
FECHA:
JULIO 2022

Nº PLANO:

EL ALUMNO:
DANIEL GUZMÁN PÉREZ MIRANDA

**TRABAJO FIN DE GRADO EN INGENIERÍA
ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA**

3



UNIVERSIDAD DE LEÓN

ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIAL, INFORMÁTICA Y AEROSPAIAL

PLANO:
ESQUEMATIZACIÓN MODELADO 3D PARTE 4: ESTRUCTURA PANELES FV

EL ALUMNO:
DANIEL GUZMÁN PÉREZ MIRANDA

ESTUDIO DE SISTEMA DE
RECARGA DE DRONES EN ENTORNOS AISLADOS

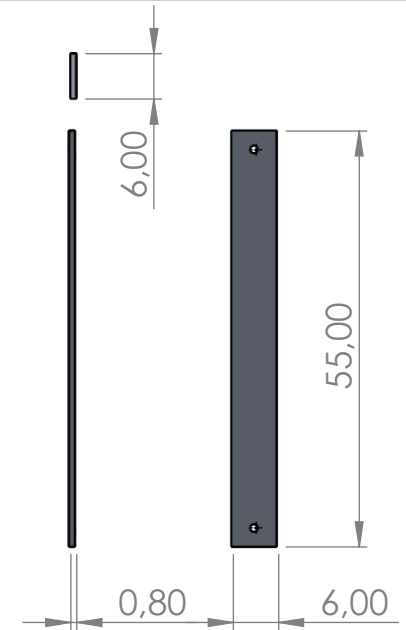
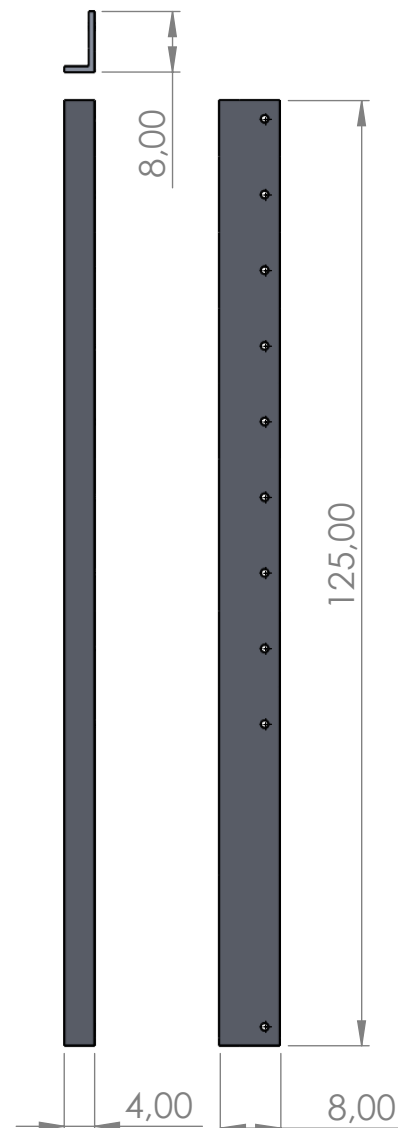
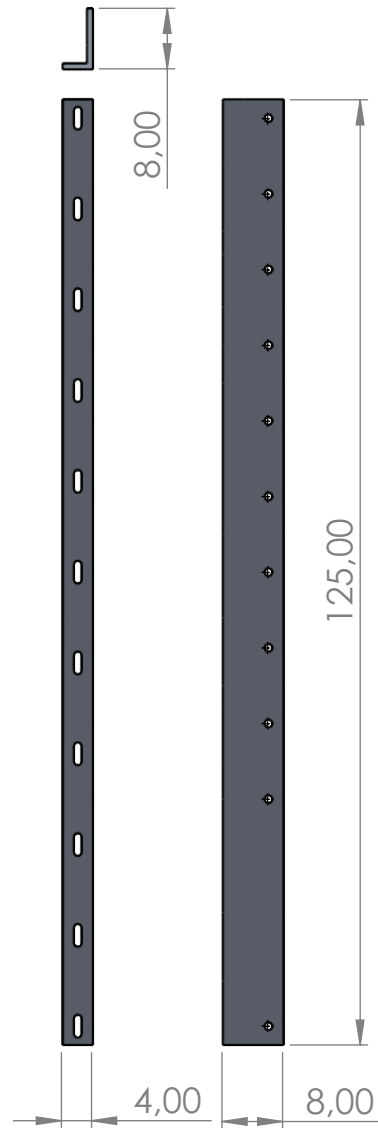
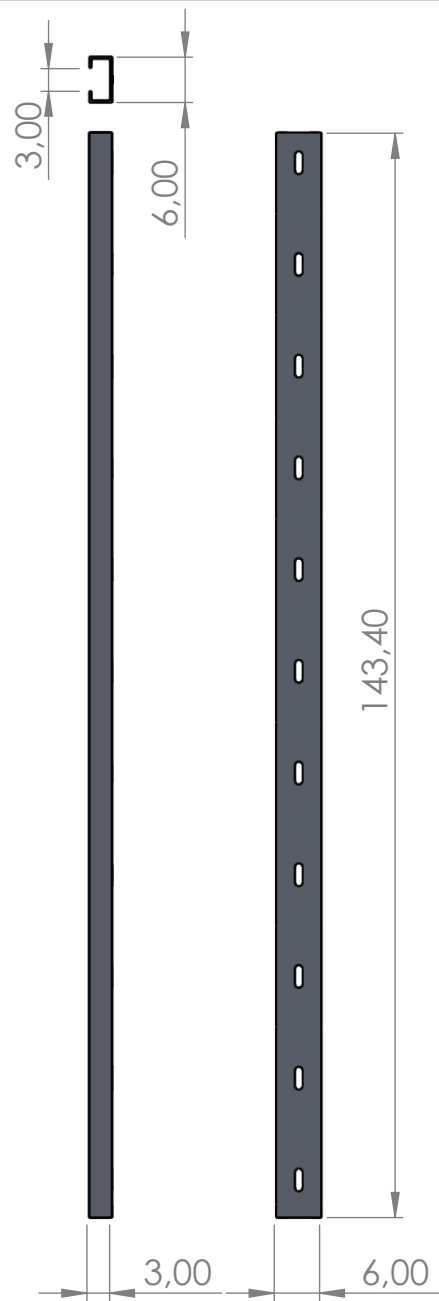
ESCALA:
1:20

FECHA:
JULIO 2022

Nº PLANO:

4

TRABAJO FIN DE GRADO EN INGENIERÍA
ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA



UNIVERSIDAD DE LEÓN

ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIAL, INFORMÁTICA Y AEROSPAICIAL

PLANO:
ESQUEMATIZACIÓN MODELADO 3D PERFILERÍA PARTE 4

EL ALUMNO:
DANIEL GUZMÁN PÉREZ MIRANDA

ESTUDIO DE SISTEMA DE
RECARGA DE DRONES EN ENTORNOS AISLADOS

ESCALA:
1:20

FECHA:
JULIO 2022

Nº PLANO:

5

TRABAJO FIN DE GRADO EN INGENIERÍA
ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA