



## Trabajo Fin de Grado

Plan de mantenimiento y optimización de la instalación fotovoltaica: evaluación técnica, estructural y económica

Maintenance and optimization plan photovoltaic installation: technical, structural, and economic evaluation

Autor

Juan Paz Poveda

Director

Carlos Moneé Bailo

# Ingeniería mecánica

## ESCUELA DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

### **Resumen:**

Este Trabajo Fin de Grado desarrolla un plan integral de mantenimiento y optimización energética para una instalación fotovoltaica de 1125 kWn situada en la cubierta de un centro comercial. Se analizan aspectos técnicos y económicos mediante herramientas como PVsyst, PVmanager y Abaqus. Se plantea un mantenimiento preventivo y correctivo, se evalúan estrategias como la limpieza estacional de módulos o el mantenimiento nocturno, y se realiza un estudio estructural del marco del módulo con cargas de viento, nieve y peso propio. Además, se analiza la viabilidad del revamping a los 20 años de vida útil. Los resultados muestran que la limpieza estratégica mejora significativamente la producción, mientras que el revamping presenta una rentabilidad económica marginal bajo las condiciones actuales.

### **Abstract:**

This Final Degree Project presents a comprehensive maintenance and energy optimization plan for a 1125 kWn photovoltaic installation located on the rooftop of a shopping center. Technical and economic aspects are analyzed using tools such as PVsyst, PVmanager, and Abaqus. Both preventive and corrective maintenance strategies are addressed, including seasonal module cleaning and nighttime maintenance. A structural analysis of the module frame under wind, snow, and self-weight loads is performed. Additionally, the economic feasibility of revamping the system after 20 years is assessed. Results show that strategic cleaning significantly increases energy production, while revamping offers marginal profitability under current conditions.

**Índice:**

Resumen:.....	1
Abstract: .....	1
Índice:.....	2
1.Introducción:.....	6
1.1Objetivo:.....	6
1.2 Alcance:.....	6
1.3 Antecedentes.....	7
1.3.1 Energía fotovoltaica .....	7
1.3.2 Funcionamiento de la instalación.....	8
1.3.3 Mantenimiento .....	8
1.3.4 Pv syst: .....	9
1.3.5 Suciedad en módulos .....	10
1.3.6 Pv manager: .....	10
1.3.7 Revamping en la energía fotovoltaica:.....	10
1.3.8 Variables de envejecimiento:.....	11
2. Instalación:.....	11
2.1Módulos fotovoltaicos .....	13
2.2 Inversores .....	13
2.3 Cableado: .....	14
2.4 Puesta a tierra: .....	14
2.5 Dispositivo antivertido: .....	16
2.6 Estructura .....	17
3. Diseño del plan de Mantenimiento:.....	19
3.1Mantenimiento preventivo: .....	19
3.1.1 Módulos .....	19
3.1.2 Inversores: .....	21
3.1.3 Estructura: .....	24
3.1.4 Cuadro corriente continua: .....	25
3.1.5 Sistema monitorización: .....	27
3.1.6 Cuadro corriente alterna : .....	29
3.1.7 Sala técnica: .....	31
3.2 Mantenimiento correctivo .....	32
4. Estrategias de optimización energética con Pv syst .....	34

4.1 Evaluación del mantenimiento preventivo nocturno.....	34
4.1.1Mantenimiento nocturno .....	34
4.1.2 Mantenimiento diurno.....	36
4.1.3 Conclusión del análisis económico .....	37
4.2 Evaluación de la limpieza por periodo estacional.....	39
4.2.1 Mantenimiento preventivo en Abril. Análisis sin suciedad.....	39
4.2.2 Mantenimiento preventivo en Agosto. Análisis con suciedad .....	41
4.2.3 Conclusión del análisis económico .....	42
5.Estudio estructural: .....	43
5.1 Estructura: .....	43
5.2 Módulo:.....	44
5.2.1 Justificación del modelo simplificado: .....	44
5.2.2 Geometría utilizada y discretización: .....	44
5.2.3 Condiciones de contorno:.....	46
5.2.4 Cargas aplicadas:.....	47
5.2.5 Resultados: .....	47
6.Cálculo y Posicionamiento de Lastres.....	49
6.1 Objetivo: .....	49
6.2 Simulación:.....	49
6.3 Resultados simulación: .....	51
7.Actualización Técnica y Económica de la instalación.....	54
7.1 Revamping cada 20 años .....	55
7.2 Sin revamping .....	57
7.3 Costes del revamping: .....	59
Costes escenario 1: .....	59
7.4 Conclusiones:.....	59
Conclusión.....	61
Bibliografía .....	62
Anexos: .....	64
Anexo 1 Protocolo de mantenimiento preventivo:.....	64
Anexo 2 Pares de apriete: .....	69
Anexo 3 Coste del revamping:.....	70
Anexo 5 Calculo detallado del área y de la inercia del perfil del módulo fotovoltaico:..	71
Área:.....	71

Inercia: .....	71
Steiner:.....	71
Anexo 6 Ficha técnica Estructura .....	73
Anexo 7 Ficha técnica módulos .....	74
Anexo 8 Ficha técnica inversor.....	76

### **Índice de figuras y tablas:**

Ilustración 1 Generación energía solar en España (Statosta, 2025).....	8
Ilustración 2 Distancia entre módulos solares (autoconsumoweb, 2025) .....	12
Ilustración 3 Sección de la puesta a tierra .....	15
Ilustración 4 Sungro logger 1000 (eneglevante, 2025).....	17
Ilustración 5 Meter 610 weidmuller (clientes.grupoelektra, 2025).....	17
Ilustración 6 Estructura E-W 10 (lbc solar, 2025).....	18
Ilustración 7 Módulo con suciedad (Enerland).....	20
Ilustración 8 Conector MC4 (Enerland) .....	20
Ilustración 9 Termografía del módulo (Enerland).....	20
Ilustración 10 Medición de la tensión de fase (Enerland).....	23
Ilustración 11 Ventiladores del inversor (Enerland) .....	23
Ilustración 12 Termografía del inversor (Enerland) .....	23
Ilustración 13 Lastres del módulo (Enerland) .....	25
Ilustración 14 Par de apriete de las grapas (Enerland).....	25
Ilustración 15 Medición del cuadro de corriente continua (Enerland) .....	27
Ilustración 16 Sistema de monitorización (Enerland) .....	28
Ilustración 17 Dashboard del estado de los dispositivos en Isolar .....	29
Ilustración 18 Dashboard principal de Isolar .....	29
Ilustración 19 Medición del cuadro de corriente alterna (Enerland) .....	31
Ilustración 20 Cuadro de corriente alterna (Enerland).....	31
Ilustración 21 Problema de comunicación detectado en el SCADA .....	33
Ilustración 22 Parada de inversor detectada con el SCADA .....	33
Ilustración 23 Indisponibilidad en Pvsyst .....	35
Ilustración 24 Tabla resumen de la simulación del mantenimiento nocturno .....	35
Ilustración 25 Indisponibilidad Mantenimiento diurno .....	36
Ilustración 26 Tabla resumen Pvsyst del mantenimiento diurno .....	37
Ilustración 27 Perdidas por suciedad configuradas al 0% .....	39
Ilustración 28 Tabla resumen suponiendo 0% de perdidas por suciedad .....	40
Ilustración 29 Perdidas por suciedad configuradas al 4% .....	41
Ilustración 30 Tabal resumen con 4% de perdidas por suciedad.....	41
Ilustración 31 Soportes de la estrcutura.....	43
Ilustración 32 Grapa G5 IBC .....	44
Ilustración 33 Marco del módulo dividido en 20 segmentos .....	45
Ilustración 34 Perfil real del módulo.....	45
Ilustración 35 Perfil utilizado .....	46

Ilustración 36 Condiciones de contorno aplicadas en los extremos del módulo .....	47
Ilustración 37 Tensiones de Von Mises en el módulo.....	48
Ilustración 38 Desplazamientos del módulo .....	48
Ilustración 39 Datos de localización de PVMANAGER .....	49
Ilustración 40 Mapa interactivo dlubal .....	50
Ilustración 41 Datos de la cubierta en Pvmanager .....	50
Ilustración 42 Características del módulo en Pvmanager.....	51
Ilustración 43 Detalles de la estructura G3.....	51
Ilustración 44 Distribución de lastres sobre la cubierta .....	52
Ilustración 45 Resumen de los resultados de la simulación .....	53
Ilustración 46 Parámetros de envejecimiento PvSyst .....	54
Ilustración 47 Dimensiones de los segmentos del perfil .....	72
Tabla 1 Características Sistema fotovoltaico.....	12
Tabla 2 Características de los módulos.....	13
Tabla 3 Características del inversor .....	14
Tabla 4 Comparativa precios mantenimientos.....	38
Tabla 5 Comparativa precios MWh.....	38
Tabla 6 Coste total mantenimientos .....	39
Tabla 7 Datos de energía útil y PR durante los primeros 40 años .....	56
Tabla 8 Datos de energía útil y PR durante los primeros 40 años .....	58

## **1. Introducción:**

### **1.1 Objetivo:**

El objetivo del presente trabajo es desarrollar un plan de mantenimiento integral para una instalación fotovoltaica ubicada en la cubierta de una nave. Este plan abarcará tanto el cálculo y posicionamiento de los lastres necesarios para garantizar la estabilidad y seguridad de la instalación, como el análisis de la capacidad estructural de los módulos fotovoltaicos. Además, se evaluará la actualización técnica y económica de la instalación, considerando su viabilidad a largo plazo.

Se empleará el software PVsyst para realizar diversas simulaciones que permitan proponer estrategias de optimización energética, evaluando tanto el rendimiento como la eficiencia operativa de la instalación. Asimismo, se estimarán los costes asociados al mantenimiento y los posibles ingresos adicionales derivados de la mejora en la eficiencia.

Para la monitorización en tiempo real de la instalación, se utilizará un sistema SCADA, específicamente la plataforma iSolar, que proporcionará datos detallados sobre el estado y el rendimiento de los módulos. Por otro lado, el software PVmanager será utilizado para calcular y posicionar los lastres necesarios, garantizando la estabilidad estructural de la instalación fotovoltaica en todo momento.

Este enfoque permitirá optimizar la operación y el mantenimiento de la instalación, maximizando su rendimiento y asegurando su rentabilidad a largo plazo.

### **1.2 Alcance:**

Desarrollo del Plan de Mantenimiento: Elaboración de un plan de mantenimiento preventivo y correctivo para la instalación fotovoltaica, que incluirá la frecuencia de inspecciones, los procedimientos de mantenimiento y las acciones correctivas en caso de fallos.

Cálculo y Posicionamiento de Lastres: Determinación del número y distribución óptima de los lastres necesarios para estabilizar la instalación fotovoltaica en la cubierta de la nave, asegurando que la estructura cumpla con los requisitos de seguridad y estabilidad.

Análisis de la Capacidad Estructural: Evaluación de la resistencia y capacidad estructural de la estructura de los módulos fotovoltaicos con el software Abaqus/CAE, considerando las condiciones climáticas y las cargas a las que estarán sometidos a lo largo de su vida útil.

Simulaciones de Optimización Energética: Uso del software PVsyst para realizar simulaciones de generación energética bajo distintas configuraciones y condiciones, con el objetivo de proponer estrategias de optimización del rendimiento de la instalación fotovoltaica.

Evaluación de Costes de Mantenimiento y Rentabilidad: Estimación de los costes asociados al mantenimiento a lo largo de la vida útil de la instalación, así como los ingresos adicionales derivados de las mejoras en la eficiencia operativa.

Implementación de Sistema SCADA: Implementación del sistema de monitorización SCADA, específicamente el software iSolar, para supervisar en tiempo real el rendimiento y el estado de la instalación fotovoltaica, permitiendo la detección de anomalías y la toma de decisiones informadas.

Actualización Técnica y Económica de la Instalación: Análisis de las opciones de actualización tecnológica y evaluación económica de la instalación, para asegurar su viabilidad y rentabilidad a largo plazo.

### **1.3 Antecedentes**

#### **1.3.1 Energía fotovoltaica**

La energía fotovoltaica es una fuente de energía renovable que transforma la radiación solar en electricidad mediante el efecto fotovoltaico.

El efecto fotovoltaico se produce cuando las células fotovoltaicas captan los fotones (partículas que componen la luz solar), liberan electrones, los cuales circulan de forma permanente por el material, debido a la presencia de un campo eléctrico. El flujo de electrones es el que permite producir corriente eléctrica que se entiende como electricidad. (activa energía renovables, 2025)

La generación solar fotovoltaica en España ha mostrado un crecimiento sostenido en los últimos 13 años, pasando de unos 2.000 GWh en 2010 a más de 37.000 GWh en 2023 (ver ilustración 1). Este aumento representa un avance de más del 1.700%. Aunque los primeros años estuvieron marcados por un crecimiento moderado, a partir de 2018 la expansión se aceleró notablemente, gracias a la eliminación de barreras regulatorias como el “impuesto al sol” y a nuevas políticas de apoyo al autoconsumo. En 2023, la energía solar se consolidó como una fuente clave del mix eléctrico español, cubriendo aproximadamente el 14% de la demanda nacional. Las proyecciones indican que esta tendencia continuará al alza en los próximos años, reforzada por la innovación tecnológica y los objetivos de transición energética.

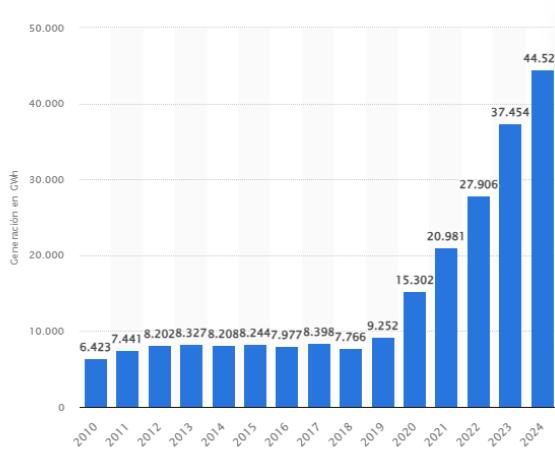


Ilustración 1 Generación energía solar en España (Statosta, 2025)

### 1.3.2 Funcionamiento de la instalación

Los paneles solares instalados en la cubierta generan corriente continua al recibir la radiación solar. Estos paneles se conectan entre sí formando cadenas o “strings”, que agrupan varios módulos para optimizar la tensión y el rendimiento del sistema. La corriente continua generada por cada string se dirige hacia un inversor, dispositivo encargado de convertir esa energía en corriente alterna, que es la forma de electricidad compatible con los equipos eléctricos convencionales.

Una vez transformada, la corriente alterna es utilizada directamente en la nave industrial para alimentar la maquinaria, sistemas de iluminación y otros consumos eléctricos.

La instalación fotovoltaica a estudio se acoge a un modelo de contrato PPA (Power Purchase Agreement). Esto significa que una empresa externa se encarga de financiar, instalar y operar el sistema solar, mientras que el consumidor solo paga por la energía generada a un precio pactado, normalmente inferior al de la red eléctrica convencional. Este acuerdo permite al cliente beneficiarse del autoconsumo sin asumir los costes iniciales de inversión ni los riesgos asociados al mantenimiento del sistema. Al finalizar el periodo del contrato, existe la posibilidad de adquirir la instalación a un precio residual o de renovar el acuerdo según las condiciones pactadas.

### 1.3.3 Mantenimiento

El mantenimiento es un conjunto de actividades orientadas a conservar equipos, sistemas o instalaciones en condiciones adecuadas de funcionamiento. Su propósito es evitar el desgaste prematuro, mejorar la fiabilidad y garantizar la seguridad de las operaciones. Es una práctica esencial en cualquier entorno donde se utilice maquinaria o infraestructura técnica.

### **1.3.3.1 Mantenimiento preventivo**

El mantenimiento preventivo se realiza de forma periódica, siguiendo un calendario establecido, independientemente de si existen señales de fallo. Consiste en inspecciones, ajustes, limpieza o sustitución de componentes para evitar que surjan averías. Su ventaja es que reduce paradas imprevistas y prolonga la vida útil de los equipos.

### **1.3.3.2 Mantenimiento correctivo**

El mantenimiento correctivo entra en acción cuando se presenta una avería. Su objetivo es detectar la causa del fallo y realizar las reparaciones necesarias para devolver el sistema a su funcionamiento normal. Aunque es inevitable en algunos casos, implica tiempos de parada y costes que pueden afectar a la productividad.

### **1.3.3.3 Mantenimiento predictivo**

El mantenimiento predictivo se basa en el monitoreo del estado real de los equipos para intervenir solo cuando hay indicios concretos de desgaste o fallo inminente. Utiliza herramientas como sensores, análisis de vibraciones o temperatura. Esto permite actuar justo a tiempo, optimizando recursos y minimizando interrupciones.

### **1.3.4 PvSyst:**

PvSyst es un software de simulación diseñado específicamente para el análisis y dimensionamiento de sistemas de energía solar fotovoltaica. Desarrollado por la Universidad de Ginebra, se ha convertido en una herramienta de referencia tanto en el ámbito académico como en el profesional, por su capacidad de modelar con precisión el comportamiento energético de una instalación fotovoltaica.

Este programa permite simular desde pequeños sistemas de autoconsumo hasta grandes plantas conectadas a red, integrando variables como la ubicación geográfica, el tipo de módulos e inversores utilizados, el ángulo de inclinación, las pérdidas por sombra, temperatura o suciedad, entre otros muchos factores.

Una de sus principales ventajas es que ofrece una estimación detallada de la producción energética esperada, así como un análisis de pérdidas en cada etapa del sistema. Además, proporciona indicadores clave como el PR (Performance Ratio) o el rendimiento específico, que son fundamentales para evaluar la eficiencia de una instalación.

Gracias a su interfaz visual y a la posibilidad de importar bases de datos meteorológicas y técnicas, PvSyst permite realizar estudios comparativos, optimizar diseños y tomar decisiones fundamentadas durante la fase de planificación, operación o mejora de una planta solar.

### **1.3.5 Suciedad en módulos**

La pérdida de eficiencia por suciedad en los módulos solares se debe principalmente a que la capa de suciedad reduce la cantidad de radiación solar que llega a las celdas fotovoltaicas. Esto se traduce en una menor generación de corriente eléctrica. Técnicamente, la suciedad actúa como una barrera óptica, reflejando o absorbiendo parte de la radiación incidente antes de que pueda ser convertida en electricidad.

Los estudios han demostrado que las pérdidas por suciedad fotovoltaica pueden contribuir entre el 1 y el 4% (Solar anywhere, 2025)

La caída de eficiencia no es uniforme: si la suciedad se acumula en ciertas zonas del panel, puede provocar efectos de punto caliente (hotspot) debido al sombreado parcial, afectando no solo la eficiencia sino también la durabilidad del módulo.

### **1.3.6 Pvmanager:**

En el proceso de diseño de una instalación fotovoltaica, especialmente en cubiertas planas, es fundamental asegurar la estabilidad de la estructura sin comprometer la integridad de la edificación. Una de las herramientas que facilita esta tarea es PVManager, un software especializado desarrollado para el cálculo y dimensionado de estructuras de soporte para módulos fotovoltaicos. Esta herramienta es utilizada principalmente por fabricantes de sistemas de montaje, pero también es accesible a diseñadores, ingenieros y técnicos que necesiten realizar estimaciones preliminares del reparto de cargas.

PVManager permite simular distintas configuraciones de estructuras en función de parámetros como la orientación de los paneles, la inclinación, la disposición de las filas, el tipo de anclaje (lastre o fijación mecánica), y las condiciones climatológicas locales, especialmente las cargas de viento. Con base en estos datos, el programa calcula la distribución de los lastres necesarios para garantizar la estabilidad del sistema sin recurrir a perforaciones en la cubierta, lo cual es crucial para evitar problemas de estanqueidad.

### **1.3.7 Revamping en la energía fotovoltaica:**

El revamping es un proceso diseñado para actualizar los componentes de una instalación fotovoltaica que han llegado al final de su vida útil o han perdido parte de su eficiencia con el tiempo. (enneo, 2025)

Esta práctica permite restaurar o incluso mejorar el rendimiento original del sistema, alargando su vida útil y optimizando su producción energética. Suele centrarse en elementos como los inversores, módulos y cableado, y se convierte en una estrategia clave para maximizar la rentabilidad a largo plazo de la instalación. Aunque anteriormente no era una opción habitual debido a su elevado coste, en los últimos años ha ganado popularidad gracias a la reducción de precios en los componentes y a la mejora de la tecnología disponible.

### **1.3.8 Variables de envejecimiento:**

Module average degradation: este parámetro representa la pérdida media anual de eficiencia de los módulos fotovoltaicos. Se expresa en porcentaje por año (%/año) y refleja cómo disminuye gradualmente la capacidad de los paneles para generar energía, acumulándose de forma progresiva durante la vida útil de la instalación.

Imp RMS dispersion (Root Mean Square dispersion of current at maximum power): hace referencia a la variación o dispersión de la corriente en el punto de máxima potencia entre distintos módulos del sistema. Esta dispersión se acentúa con el tiempo debido a que los módulos no envejecen de forma perfectamente homogénea, lo que genera pérdidas por desajuste o mismatch cuando se conectan en serie.

Vmp RMS dispersion (Root Mean Square dispersion of voltage at maximum power): similar al parámetro anterior, pero en este caso se refiere a la dispersión en la tensión en el punto de máxima potencia. Las diferencias de tensión entre módulos también incrementan las pérdidas por mismatch, especialmente en configuraciones con largas series de paneles.

## **2. Instalación:**

La instalación de este trabajo es una planta solar fotovoltaica de 1125kW nominales en la cubierta de un centro comercial, en la provincia de Zaragoza. El sistema solar es de autoconsumo sin excedentes

La central de energía fotovoltaica consiste en un sistema de generación eléctrica que transforma la energía de la radiación solar, mediante paneles fotovoltaicos, en energía eléctrica para consumo en la red interna del abonado y, en su caso, el vertido a la red de distribución de la energía excedente. La instalación incorporará todos los elementos necesarios para garantizar en todo momento la protección física de las personas, la calidad de suministro y no provocar averías en la red. La instalación tiene una potencia pico de 1396 kWp. Consta de 3402 paneles de silicio monocristalino, marca JA SOLAR modelo JAM54S30 de 410Wp de potencia pico unitaria, junto con 9 inversores marca SUNGROW modelo SUNGROW SG125CX-P2 de 125 kW de potencia (ver tabla 1).

Sistema Fotovoltaico	
Nº de módulos	3402
Módulos	JAM54S30 410W
Potencia pico	1396 kWp
Inversor	SUNGROW SG125CX-P2
Potencia Nominal Total	1125 kWn

Tabla 1 Características Sistema fotovoltaico

Los paneles van montados en una estructura de perfiles de aluminio colocados sobre la cubierta de la nave con una inclinación de 10º. Los paneles fotovoltaicos se unen entre sí mediante conectores rápidos. Todo el cableado de la instalación se realiza con conductores que cumplen la norma UNE 21030. La estructura está fabricada en aluminio y es resistente a las inclemencias climatológicas. La instalación generadora fotovoltaica está constituida por los siguientes elementos:

- Módulos fotovoltaicos
- Inversor
- Cableado
- Protecciones
- Puesta a tierra
- Sistemas auxiliares
- Evacuación de la energía en el circuito de red interior de la nave

La distancia entre los módulos está calculada para que se proyecten las menores sombras posibles unos sobre otros y maximizar así el rendimiento de la instalación. Los topes de sujeción de paneles y la propia sujeción del panel en ningún caso arrojan sombra sobre los módulos (ver ilustración 2)

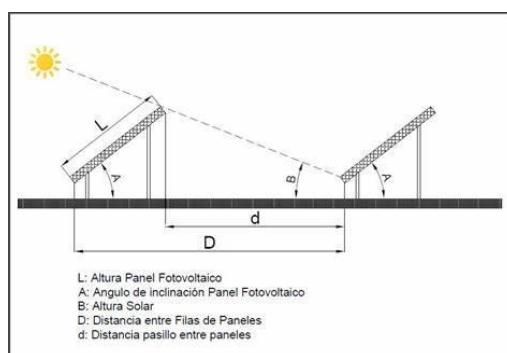


Ilustración 2 Distancia entre módulos solares (autoconsumoweb, 2025)

## 2.1 Módulos fotovoltaicos

Para la instalación fotovoltaica se han elegido módulos de 410 Wp. Se describen a continuación en la tabla 2 las principales características del módulo seleccionado. La ficha técnica del módulo se puede consultar en el ANEXO 6.

Características del Módulo Fotovoltaico	
Potencia	410 Wp
Tensión de circuito abierto VOC	37,32 V
Tensión punto de máxima potencia	31,45 V
Corriente punto de máxima potencia	13,4 A
Corriente de cortocircuito ISC	13,95 A
Longitud	1.722 mm
Anchura	1.134 mm

Tabla 2 Características de los módulos

## 2.2 Inversores

Los inversores trabajan en el lado de DC conectados al generador fotovoltaico y en el de AC al contador bidireccional. A través de la electrónica de potencia, se encargan de garantizar una correcta forma de onda.

Se ha elegido el inversor SUNGROW SG125CX-P2 de 125 kWn (ver tabla 3). La ficha técnica del inversor se puede consultar en el ANEXO 7.

Los inversores de potencia cuentan con salida trifásica para operación en paralelo con conexión a red (400 V y 50 Hz). Disponen de un sistema avanzado de seguimiento del punto de máxima potencia (Maximal Power Point Tracker, por sus siglas en inglés MPPT) y un alto rendimiento energético, hasta el 98%; panel de control integrado con pantalla LCD para visualización de estados de operación y valores actuales con interface Ethernet.

Además, cumplen con las exigencias definidas en el RD 1699/2011 de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, en cuanto a protecciones, puesta a tierra, compatibilidad electromagnética, etc. y cumplen con todas las normas y directrices de seguridad aplicables.

- Interruptor de interconexión interno para desconexión automática
- Protección de mínima y máxima tensión y frecuencia de red
- Relé de bloqueo de protecciones con rearme automático
- Vigilante de aislamiento a tierra en el lado de DC
- Protección frente a funcionamiento en isla (UNE EN 50438, IEC 62116 y UNE 206006:2011 IN)

- UNE 206007-1 IN:2013
- RD 413/2014, RD 1699/2011 y RD 661/2007
- Directriz 2004/108/CE
- DIN EN 61000-6-2, DIN EN 61000-6-4 y DIN EN 50178

Características del inversor SUNGROW SG125CX-P2	
Potencia de salida nominal (AC)	125.000 W
Tensión, Frecuencia nominal	400 V, 50 Hz
Máxima corriente de salida (AC)	40A x 12
Máxima corriente de entrada (DC)	30A x 12
Máximo rendimiento del inversor	98,5 %
Min. Tensión MPP	180 Vdc
Máx. Tensión MPP	1000 Vdc
Máxima tensión del sistema	1100 Vdc

Tabla 3 Características del inversor

### 2.3 Cableado:

El cableado es una parte importante dentro del proyecto. Su buen dimensionado y diseño de recorrido garantizan una correcta evacuación de la energía, evitando así pérdidas por caídas de tensión, aparición de puntos calientes e incluso cortocircuitos.

Todos los cables tanto de los tramos de corriente continua como alterna están dimensionados para no superar en ningún caso una caída de tensión de 1,5% y cumplir así la normativa vigente.

Debido al alto voltaje de las series, a temperaturas bajas los equipos pueden llegar a trabajar a tensiones próximas a los 1000V, por ello el cableado escogido debe soportar aislamientos de 1kV.

Además, todo el cableado a instalar es no propagador de llama, no propagador de incendio y libre de halógenos. El aislamiento del cableado es de polietileno reticulado (XLPE) y la cubierta exterior de poliolefina termoplástica libre de halógenos. Esto permite una temperatura máxima de servicio del cable de 90°C, siendo a su vez capaz de trabajar a muy bajas temperaturas (-40°C).

### 2.4 Puesta a tierra:

La instalación de puesta tierra cumple con lo dispuesto en el artículo 15 del Real Decreto 1699/2011 sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión:

*“La puesta a tierra de las instalaciones interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución”*

*“La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución y las instalaciones generadoras, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones de acuerdo con la reglamentación de seguridad y calidad industrial aplicable.”*

*“Las masas de la instalación de generación estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora y cumplirán con lo indicado en los reglamentos de seguridad y calidad industrial vigentes que sean de aplicación”*

*Según lo indicado en la instrucción ITC-BT-18, se procede a la puesta en tierra de las masas metálicas con el objetivo de proteger contra contactos indirectos y se colocan dispositivos de corte por intensidad AC de defecto (interruptores diferenciales). Como sistema de puesta a tierra se instala del tipo IT (masas interconectadas y puestas a tierra en un punto).*

<b>Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm<sup>2</sup>)</b>	<b>Sección mínima de los conductores de protección S<sub>p</sub> (mm<sup>2</sup>)</b>
S ≤ 16	S <sub>p</sub> = S
16 < S ≤ 35	S <sub>p</sub> = 16
S > 35	S <sub>p</sub> = S/2

*Ilustración 3 Sección de la puesta a tierra*

En esta instalación, el circuito de puesta a tierra trata de la parte de corriente continua consta de circuito de cobre revestido de 4-10 mm<sup>2</sup> que conecta la estructura, los módulos y todas las masas de la instalación a tierra, unidos entre sí mediante terminales, grapas o soldadura de aluminotermia.

Para el lado de corriente alterna, según el apartado 543.1.2 de la norma UNE-HD 60364-5-54, las áreas de las secciones transversales del cable de protección pueden determinarse con la siguiente fórmula siempre y cuando los tiempos de desconexión no excedan de 1s

$$S = \frac{\sqrt{t * I}}{k}$$

Dónde:

- S: Área de sección transversal en mm<sup>2</sup>
- I: Corriente de defecto esperada

- t: Tiempo de operación del dispositivo de protección para una desconexión automática.
- k: Factor dependiente del material del conductor de protección, del aislamiento y otras partes y de las temperaturas iniciales y finales.

La corriente de defecto esperada más crítica se encontraría con un cortocircuito trifásico a tierra simultáneo de todos los inversores, teniendo en cuenta que la intensidad de salida máxima de cada uno de los inversores es de 181,1 A por fase, la total sería de  $I_{cc} = 5,07 \text{ kA}$ . tiempo de falla máximo de la protección se define en 1s, asumiendo de esta manera la condición más crítica., el valor de k para un conductor de cobre desnudo en condiciones normales es de  $k=159$  (Enerland)

Con la anterior ecuación obtenemos que la sección mínima necesaria de cable de cobre desnudo para proteger la interconexión sería de  $31,89 \text{ mm}^2$  . Se debe instalar un cable de protección de sección normalizada, en este caso elegimos una sección de  $35\text{mm}^2$  .

## **2.5 Dispositivo antivertido:**

Para garantizar el autoconsumo de la energía generada y evitar el posible vertido a red de la energía restante, se instala un dispositivo antivertido.

El equipo funciona analizando el flujo de energía en el punto de conexión de la instalación y determina la consigna de potencia a la que deben trabajar los inversores fotovoltaicos. Esta consigna se da de manera lineal entre el 0 y el 100% de la potencia nominal del inversor, por lo que el gestor es capaz de ajustar la producción a la consigna recibida con total precisión, siempre persiguiendo la minimización del consumo de la red pública.

Para sistemas trifásicos se toma como referencia la de menor amperaje para garantizar la no inyección por lo que para el diseño de la instalación eléctrica deberá intentarse compensar la carga correspondiente a las fases.

El funcionamiento del sistema solar fotovoltaico es completamente automático en sus arranques y paradas en función de la radiación solar existente. Cuando se dispone de varios inversores, se comunican entre ellos mediante un cable de comunicación bus RS-485.

La potencia de la instalación FV se puede conectar en función del consumo propio para cubrir las necesidades energéticas individuales con la energía solar generada por la propia instalación y, así, no tener que comprarla ni pagar por ella a la red pública. Para ello se conecta el contador de consumo/contador de energía al registrador de datos, de forma que este pueda calcular las órdenes de regulación para los inversores.

Para esta instalación se ha instalado un antivertido que se compone del logger 1000 de Sungrow y el equipo Energy meter 610 de Weidmuller (ver ilustración 4 y 5).



Ilustración 4 Sungro logger 1000 (enegylevante, 2025)



Ilustración 5 Meter 610 weidmuller (clientes.grupoelektra, 2025)

## 2.6 Estructura

Los módulos fotovoltaicos van montados sobre una estructura de aluminio capaz de aguantar las cargas derivadas de la propia instalación y proporcionar al campo fotovoltaico la orientación e inclinación adecuada.

La superficie a utilizar por la instalación fotovoltaica es exclusivamente la disponible en la cubierta del edificio, lo que hace que no sea necesaria una inversión adicional para albergar el campo.

En este tipo de instalaciones es necesaria la elevación e inclinación correcta de los paneles para que puedan captar la mayor radiación posible y así conseguir un buen funcionamiento de la planta. De acuerdo con los criterios mencionados anteriormente y dado el espacio disponible para la instalación se determina una inclinación de 10°

El fabricante de estas estructuras es IBC Solar (Ver ilustración 6). La ficha técnica de la estructura se puede consultar en el ANEXO 5. FICHA TÉCNICA ESTRUCTURA.

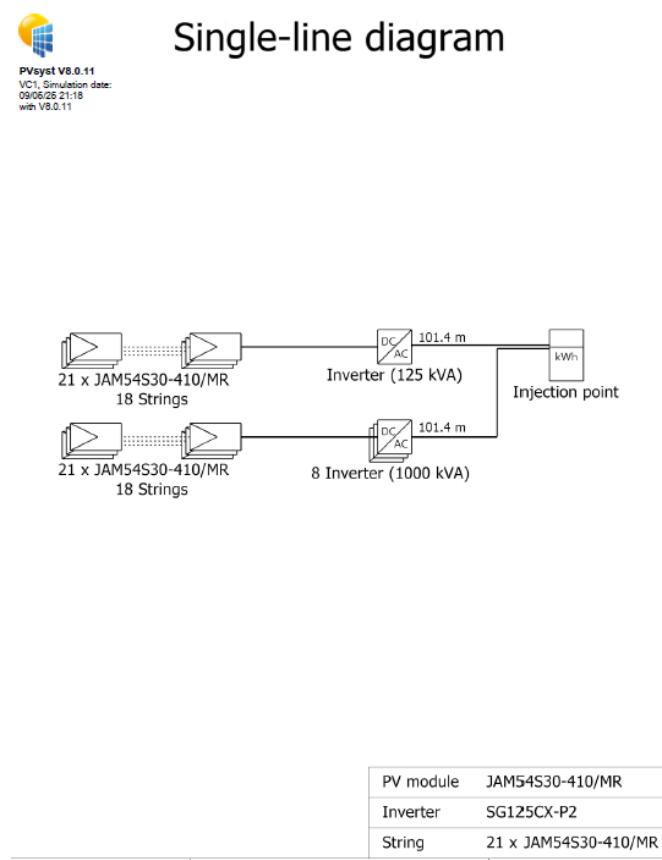
La estructura es auto soportada. Este tipo de estructura, opera de forma que unos contrapesos de hormigón debidamente distribuidos a lo largo de toda la estructura proporcionan el anclaje y el soporte necesario para la misma. Además, se ha diseñado para evitar que las sombras proyectadas sobre los módulos afecten al funcionamiento normal de la instalación.

Se ha comprobado que la capacidad portante de la cubierta es superior al sobrepeso generado por la instalación fotovoltaica, considerando módulos fotovoltaicos, estructura de suportación,

instalación eléctrica y contrapesos. Por ello se concluye que la cubierta es apta para albergar dicha instalación.



Ilustración 6 Estructura E-W 10 (Ibc solar, 2025)



Esquema 1 Unifilar

### **3. Diseño del plan de Mantenimiento:**

#### **3.1 Mantenimiento preventivo:**

A continuación, se describe el plan de mantenimiento preventivo propuesto para la instalación, cuyo propósito es organizar las tareas de manera eficiente para minimizar el número de fallos, reducir las horas dedicadas a mantenimiento correctivo y garantizar que los módulos fotovoltaicos se limpien varias veces al año. Estas acciones tienen como objetivo reducir el tiempo de inactividad debido a fallos y la acumulación de suciedad en los módulos, lo que podría afectar la producción. Como resultado, se espera disminuir la brecha entre la producción real y la generación teórica de la instalación, lo que a su vez incrementará los beneficios económicos.

En los siguientes apartados, se detallan las diferentes tareas de mantenimiento preventivo aplicables a los equipos de la instalación. Estas actividades están diseñadas para evitar o minimizar los efectos negativos de posibles fallos en los equipos. Es fundamental que estas tareas se lleven a cabo de manera equilibrada, asegurando que los costos asociados no superen los beneficios obtenidos de su implementación.

##### **3.1.1 Módulos**

El mantenimiento preventivo de los módulos fotovoltaicos incluye diversas actividades periódicas para asegurar su funcionamiento óptimo y prolongar su vida útil. A continuación, se detallan las principales tareas realizadas en este proceso:

1. **Revisión de posible sombreado no previsto (cada 6 meses):** Esta actividad consiste en inspeccionar si, debido a variaciones en la vegetación o la aparición de objetos nuevos, se está generando sombreado sobre los módulos fotovoltaicos. El sombreado reduce la eficiencia de la generación de energía, por lo que es esencial identificar y corregir cualquier obstrucción.
2. **Revisión de la suciedad de los módulos (cada 6 meses):** Se inspecciona la acumulación de polvo, suciedad, excrementos de aves u otros residuos en la superficie de los módulos. Estos elementos pueden reducir la cantidad de luz solar que llega a las células fotovoltaicas, disminuyendo la eficiencia del sistema. La limpieza regular es fundamental para mantener una alta producción de energía (ver ilustración 7).
3. **Revisión del estado general de los módulos (cada 6 meses):** Esta revisión se enfoca en la inspección visual de las células fotovoltaicas, el tedlar (película protectora en la parte posterior de los módulos) y los marcos. Se verifica si hay daños visibles como grietas, roturas o desgaste que puedan afectar el rendimiento o la integridad del módulo.
4. **Revisión del cableado y de los conectores (cada 6 meses):** Se inspeccionan los cables y conectores que están involucrados en la conexión de los módulos fotovoltaicos. Es crucial asegurar que no haya cables desgastados, conexiones flojas o daños en los componentes

eléctricos, ya que pueden generar pérdidas de energía o riesgos de fallos en el sistema (ver ilustración 8).

**5. Revisión de estanqueidad en tubos Pemsa y/o canales de protección del cableado**

**(cada 12 meses):** Esta revisión evalúa la estanqueidad de los tubos de protección del cableado, generalmente tubos Pemsa o canales similares. Se verifica que no haya filtraciones de agua u otros elementos que puedan dañar el sistema eléctrico y los cables, previniendo posibles cortocircuitos o fallos en el sistema.

**6. Revisión termográfica de los módulos solares (cada 12 meses):** Utilizando cámaras termográficas, se realiza un análisis de la temperatura de los módulos solares. Esta técnica permite identificar puntos calientes que podrían ser indicativos de problemas en las conexiones o en el propio módulo. Detectar estos problemas a tiempo ayuda a prevenir daños mayores y mejora la eficiencia del sistema (ver ilustración 9).



Ilustración 7 Módulo con suciedad (Enerland)



Ilustración 8 Conector MC4 (Enerland)



Ilustración 9 Termografía del módulo (Enerland)

### **3.1.2 Inversores:**

El mantenimiento preventivo de los inversores solares también incluye una serie de tareas periódicas diseñadas para asegurar su correcto funcionamiento y maximizar la eficiencia del sistema. A continuación, se detallan las principales actividades de mantenimiento preventivo que se realizan en los inversores:

1. **Inspección del estado del armario exterior (cada 12 meses):** Se revisa el estado general del armario exterior que alberga los inversores. Esto incluye verificar que no haya daños en la estructura, sellos o cualquier tipo de deterioro que pueda comprometer la protección de los componentes internos.
2. **Inspección y limpieza de pegatinas (cada 12 meses):** Se inspeccionan y limpian las pegatinas de advertencia sobre el riesgo eléctrico, el número de serie del inversor, las etiquetas de marcado CE, las características del inversor y otras señalizaciones importantes. Estas etiquetas deben ser legibles y visibles para garantizar la seguridad durante el mantenimiento.
3. **Inspección de datos display y navegación en menú (cada 6 meses):** Se revisa el funcionamiento del display del inversor y se navega a través del menú para verificar que todos los datos e información se muestran correctamente. Esto incluye la comprobación de los parámetros operativos y las alertas del sistema.
4. **Inspección del estado de bornas, conexiones y protecciones interiores del inversor (cada 6 meses):** Se revisan las bornas de conexión, los cables y las protecciones internas, como los descargadores de sobretensión, interruptores automáticos y el medidor de aislamiento. Es fundamental asegurarse de que no haya corrosión, aflojamiento o daño que pueda afectar el funcionamiento del inversor.
5. **Limpieza de filtros y entradas de aire para ventilación de inversores (cada 6 meses):** Los filtros y las entradas de aire que permiten la ventilación del inversor se limpian para asegurar un flujo de aire adecuado (ver ilustración 11). La acumulación de polvo o suciedad puede afectar la refrigeración del inversor, reduciendo su eficiencia.
6. **Comprobación y reapriete (si es necesario) de elementos de fijación (cada 12 meses):** Se inspeccionan y, si es necesario, se reaprietan los elementos de fijación, como las puertas, carriles, pulsador de emergencia y display, asegurando que todo esté bien sujetado y no haya elementos sueltos que puedan causar fallos o accidentes.
7. **Megado y recopilación del valor de conductores de salida de inversor a cuadro CC (cada 12 meses):** Se realiza un test de aislamiento (megado) en los conductores de salida del inversor hacia el cuadro de corriente continua (CC). Este procedimiento ayuda a detectar posibles fallos en el aislamiento de los cables.

**8. Megado y recopilación del valor de conductores de salida de inversor a cuadro CA**

**(cada 12 meses):** Se lleva a cabo un procedimiento similar para los conductores que van del inversor al cuadro de corriente alterna (CA), verificando el aislamiento de estos cables.

**9. Reapriete de conexiones, bornas, contactores y elementos del inversor (si es**

**necesario o después de termografía, cada 12 meses):** Después de realizar la inspección termográfica o si se observa alguna anomalía, se reaprietan las conexiones, bornas y contactores del inversor para asegurar una conexión adecuada.

**10. Comprobación de conexiones Bus de comunicaciones y elementos electrónicos**

**(cada 12 meses):** Se revisan las conexiones de bus de comunicaciones y otros elementos electrónicos del inversor, asegurando que las señales de comunicación entre los componentes estén funcionando correctamente.

**11. Comprobación de voltajes de las fases y el sistema fotovoltaico (cada 6 meses):** Se

comprueban los valores de voltaje de las fases L1, L2 y L3, así como del sistema fotovoltaico (PV), para garantizar que no haya variaciones anormales que puedan afectar la operación del inversor (ver ilustración 10).

**12. Comprobación de elementos de protección (fusibles, automáticos, descargadores,**

**térmicos, etc., cada 12 meses):** Se revisan los fusibles, interruptores automáticos, descargadores de sobretensión y protecciones térmicas del inversor para asegurarse de que estén operando correctamente y que no haya fallos en el sistema de protección.

**13. Limpieza y aspirado del interior del inversor (cada 12 meses):** Se realiza una limpieza

profunda del interior del inversor, aspirando el polvo y limpiando los metacrilatos y otros elementos para evitar la acumulación de suciedad que pueda afectar su funcionamiento.

**14. Inspección termográfica de inversor (cada 12 meses):** Se realiza una inspección

termográfica para verificar el estado de las conexiones, bases, seccionadores, cableado y otros componentes internos del inversor. Esto ayuda a identificar puntos calientes que podrían indicar problemas, como conexiones defectuosas o cables sobrecalentados (ver ilustración 12).



Ilustración 10 Medición de la tensión de fase (Enerland)



Ilustración 11 Ventiladores del inversor (Enerland)

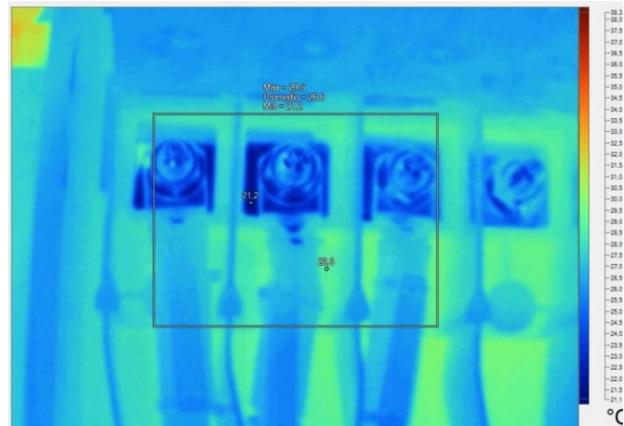


Ilustración 12 Termografía del inversor (Enerland)

### **3.1.3 Estructura:**

- 1. Revisión del estado de los carteles señalizadores de la nomenclatura de las estructuras (cada 12 meses):** Se verifica el estado de los carteles que indican la nomenclatura y la información relevante sobre las estructuras, como su identificación o las advertencias de seguridad. Estos carteles deben estar bien visibles, legibles y en buen estado para garantizar la correcta identificación y evitar riesgos.
- 2. Revisión del estado de la estructura (cada 12 meses):** Se inspecciona el estado general de la estructura que sostiene los módulos fotovoltaicos. También se revisa la corrosión de los elementos metálicos, la sujeción de los paneles y la tornillería. Cualquier daño en la estructura podría afectar la estabilidad de los módulos y su rendimiento.  
Se revisarán los tornillos correspondientes al 5% de los módulos de la instalación.  
Quedará un registro detallado de los módulos en los que se haya verificado el par de apriete, con el fin de asegurar la trazabilidad del proceso. La comprobación se realizará utilizando una llave dinamométrica, para confirmar que los tornillos están ajustados al par de apriete correcto. Los tornillos revisados serán marcados, de manera que puedan ser identificados rápidamente en futuras inspecciones en caso de desapriete (ver ilustración 14).
- 3. Revisión del estado de los elementos en bandeja portacables (cada 12 meses):** Se revisan los elementos dentro de las bandejas portacables, como las fijaciones, las conexiones y los tratamientos de zincado. Es esencial asegurarse de que todas las conexiones estén bien sujetas y sin signos de corrosión, ya que cualquier fallo en estas conexiones podría afectar el sistema eléctrico.
- 4. Revisión de la conexión de las estructuras a toma a tierra (cada 12 meses):** Se verifica la correcta conexión de las estructuras de soporte de los módulos a la toma de tierra. Una conexión a tierra adecuada es crucial para la seguridad del sistema, ya que protege contra posibles descargas eléctricas o sobretensiones.
- 5. Revisión de los lastres de la estructura (cada 12 meses):** Se debe revisar que los lastres (peso adicional utilizado para garantizar la estabilidad de la estructura) estén correctamente colocados y asegurados. Es importante asegurarse de que los lastres no se hayan desplazado o deteriorado, ya que esto podría comprometer la estabilidad de la estructura y, por ende, de los módulos fotovoltaicos (ver ilustración 13).  
Se revisarán los lastres de los mismos módulos de los que se revisa el par de apriete.



Ilustración 13 Lastres del módulo (Enerland)



Ilustración 14 Par de apriete de las grapas (Enerland)

### 3.1.4 Cuadro corriente continua:

1. **Inspección del armario exterior (cada 6 meses):** Se revisa el estado general del armario exterior donde se encuentra el cuadro eléctrico. Esta inspección incluye verificar la integridad física del armario, asegurando que no haya daños, corrosión o cualquier otro deterioro que pueda afectar su funcionamiento.
2. **Inspección del estado de fijación del armario exterior (cada 6 meses):** Se comprueba que el armario esté correctamente fijado a su base o estructura. Las fijaciones deben estar seguras para evitar desplazamientos o caídas del armario, lo cual podría generar riesgos de seguridad o fallos en el sistema.
3. **Inspección de sistemas de señalización del cuadro (cada 6 meses):** Se revisa la visibilidad y estado de las señales de advertencia y las etiquetas dentro del cuadro eléctrico, como las pegatinas de riesgo eléctrico, el esquema unifilar y el nombre del

cuadro. Estas señales deben ser legibles y estar en buen estado para garantizar la seguridad durante el mantenimiento.

4. **Inspección del aislamiento interior (cada 6 meses):** Se verifica el estado de los elementos de aislamiento dentro del cuadro, como las juntas y las cubiertas de metacrilato. El aislamiento debe estar intacto para evitar cualquier riesgo de contacto eléctrico accidental o filtraciones de humedad que puedan causar daños.
5. **Inspección de bornas, bornas fusibles, fusibles, conexiones, estado de cables, etc. (cada 6 meses):** Se realiza una revisión exhaustiva de las bornas (terminales de conexión), los fusibles, las conexiones y el estado de los cables dentro del cuadro eléctrico. Es importante asegurarse de que no haya cables desgastados, conexiones flojas o fusibles dañados que puedan afectar el funcionamiento del sistema.
6. **Inspección de descargadores de sobretensión (cada 6 meses):** Se inspeccionan los descargadores de sobretensión para asegurarse de que estén operando correctamente. Estos dispositivos protegen al sistema de picos de voltaje y sobrecargas, por lo que su buen estado es crucial para la seguridad del sistema eléctrico.
7. **Comprobación de los valores de tensión y corriente (cada 6 meses):** Se revisan los valores de  $V_{oc}$  (tensión en circuito abierto),  $V_{mpp}$  (tensión en el punto de máxima potencia) e  $I_{mpp}$  (corriente en el punto de máxima potencia) para asegurarse de que las lecturas estén dentro de los parámetros normales de funcionamiento del sistema (ver ilustración 15).
8. **Comprobación del estado de los elementos de protección (cada 12 meses):** Se revisan todos los elementos de protección del cuadro eléctrico, como fusibles, interruptores automáticos y descargadores de sobretensión. Estos dispositivos son fundamentales para proteger el sistema de posibles fallos o daños, por lo que es necesario asegurarse de que estén en buen estado.
9. **Reapriete de bornas, terminales y conexiones (cada 12 meses o después de termografía):** En caso de que sea necesario, o después de realizar una inspección termográfica, se reaprietan las bornas, los terminales y las conexiones para asegurar que todas las conexiones estén bien ajustadas y no haya riesgo de fallos por conexiones flojas.
10. **Limpieza mediante soplado seco y/o aspirado del interior del cuadro, eliminación de polvo, limpieza de metacrilatos y otros elementos (cada 12 meses):** Se realiza una limpieza exhaustiva del interior del cuadro eléctrico, utilizando sopladores o aspiradoras para eliminar el polvo acumulado, y limpiando las superficies de metacrilato y otros elementos para mantener el sistema libre de contaminantes que puedan afectar su funcionamiento.
11. **Inspección termográfica del cuadro CC (cada 12 meses):** Se realiza una inspección termográfica para verificar el estado de las conexiones, bases, seccionadores y otros

componentes internos del cuadro eléctrico. La termografía permite identificar posibles puntos calientes que puedan indicar problemas de conexión o componentes defectuosos.

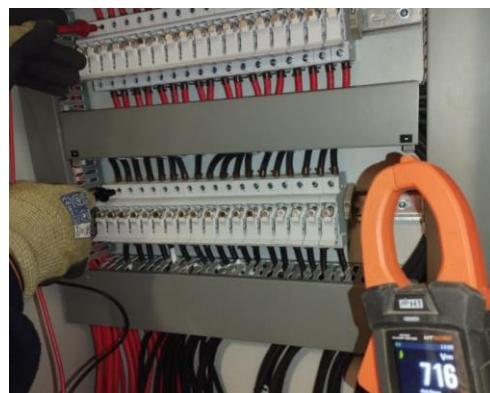


Ilustración 15 Medición del cuadro de corriente continua (Enerland)

### 3.1.5 Sistema monitorización:

1. **Inspección del funcionamiento de monitorización y visualización de los datos de los inversores (cada 1 día):** Se realiza una revisión diaria para asegurarse de que el sistema de monitorización de los inversores esté operativo. Esto incluye verificar que los datos de rendimiento y las alarmas estén siendo correctamente visualizados y registrados en el sistema (ver ilustración 17).
2. **Inspección del funcionamiento de monitorización y visualización de datos de contadores (cada 1 día):** Se realiza una inspección diaria del sistema de monitorización de los contadores para verificar que los datos de medición de energía estén siendo transmitidos y visualizados correctamente. Es crucial que el sistema de contadores esté funcionando sin fallos para tener una medición precisa del rendimiento y la generación del sistema (ver ilustración 18).
3. **Pruebas de adquisición de valores (cada 6 meses):** Cada seis meses se llevan a cabo pruebas para verificar que el sistema de monitorización esté adquiriendo los valores correctos de los inversores y contadores. Esto incluye comprobar la precisión de las lecturas de parámetros como la tensión, corriente y potencia generada. Las pruebas aseguran que no haya fallos en la recolección de datos.
4. **Comprobación de conexiones de componentes en el Sistema Central de monitorización (cada 6 meses):** Se inspeccionan las conexiones de todos los componentes dentro del sistema central de monitorización. Esto incluye cables de comunicación, dispositivos de red y otros elementos críticos para asegurar que no haya fallos de conexión que puedan afectar la transferencia de datos.

5. **Limpieza de elementos mediante soplado de componentes del Sistema Central de monitorización (cada 6 meses):** Se realiza una limpieza periódica mediante soplado de aire para eliminar polvo y suciedad acumulada en los componentes del sistema central de monitorización. Esto incluye la limpieza de sensores, cables, paneles y dispositivos electrónicos para evitar que la acumulación de polvo interfiera con su funcionamiento.
6. **Comprobación del sistema de fijación y estado de la antena parabólica emisora del sistema de monitorización (cada 6 meses):** Se revisa la antena parabólica encargada de transmitir los datos de monitorización. Esto incluye verificar las fijaciones, el estado del cableado y posibles signos de corrosión. Es importante que la antena esté bien fijada y en buen estado para asegurar que la señal de transmisión no se vea afectada (ver ilustración 16).
7. **Comprobación y limpieza de cuadros de control de monitorización (en cuartos de inversores, cada 6 meses):** Se realiza una revisión y limpieza de los cuadros de control ubicados en los cuartos de inversores. Se inspecciona el estado de las conexiones, los dispositivos de control y la posible acumulación de polvo o suciedad que pueda afectar el funcionamiento de los sistemas de monitorización.



*Ilustración 16 Sistema de monitorización (Enerland)*

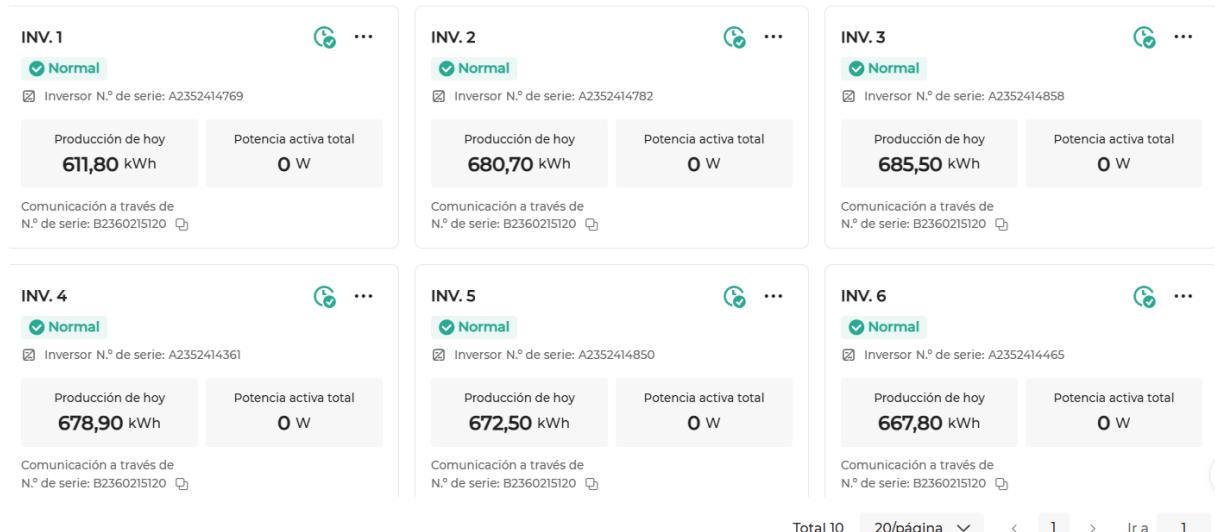


Ilustración 17 Dashboard del estado de los dispositivos en Isolar

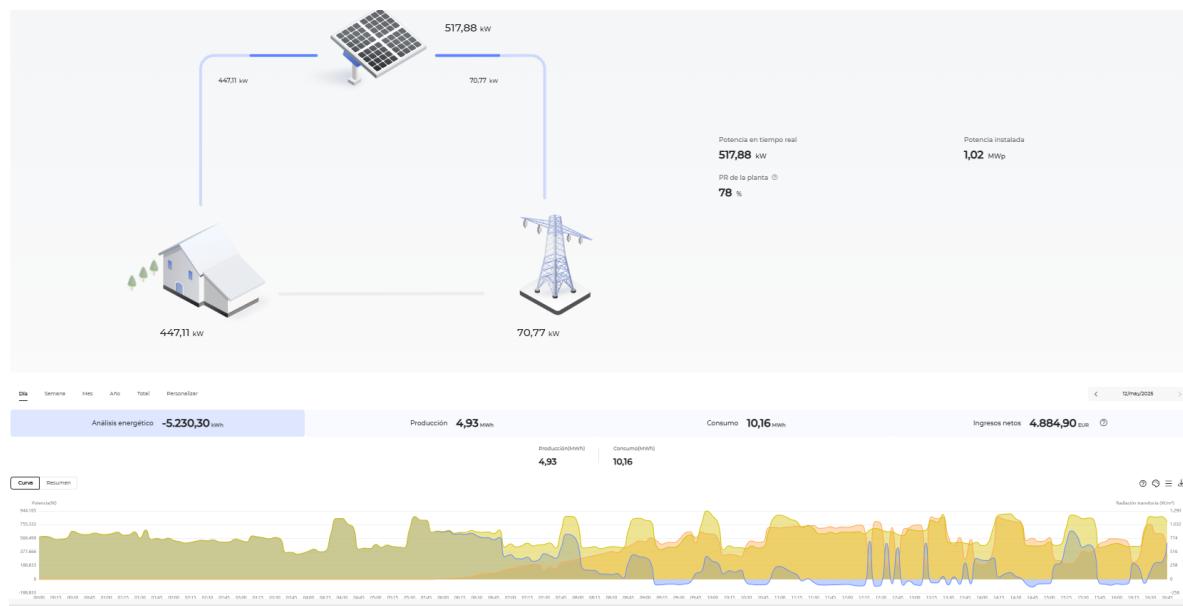


Ilustración 18 Dashboard principal de Isolar

### 3.1.6 Cuadro corriente alterna :

- Inspección del armario exterior (cada 12 meses):** Se verifica el estado general del armario exterior que alberga el cuadro de corriente alterna. Esto incluye asegurarse de que no haya daños visibles, corrosión o deterioro en la estructura externa, garantizando su buen funcionamiento y protección de los componentes internos.
- Inspección del estado de fijación del armario exterior (cada 12 meses):** Se revisa la fijación del armario en su ubicación, asegurándose de que esté correctamente anclado y sin signos de aflojamiento o desplazamiento. Una correcta fijación es esencial para evitar posibles movimientos que puedan dañar el cuadro o las conexiones internas.

3. **Inspección de sistemas de señalización del cuadro (cada 12 meses):** Se comprueba el estado de las señales del cuadro, incluyendo las pegatinas de riesgo eléctrico, el esquema unifilar y el nombre del cuadro. Es importante que estos elementos sean legibles, visibles y estén en buen estado para garantizar la seguridad de quienes operan o interactúan con el sistema eléctrico.
4. **Inspección del aislamiento interior (cada 12 meses):** Se revisa el estado del aislamiento interior del cuadro, incluyendo las juntas, metacrilatos y otros elementos de protección. Esto es esencial para prevenir posibles cortocircuitos o fugas eléctricas que puedan comprometer la seguridad y el rendimiento del sistema.
5. **Inspección de bornas, fusibles y conexiones (cada 6 meses):** Se inspeccionan las bornas, fusibles y las conexiones eléctricas, asegurándose de que estén bien apretadas, sin corrosión o daños. Las conexiones defectuosas pueden provocar fallos en el sistema eléctrico, por lo que esta revisión es clave para garantizar su correcto funcionamiento (ver ilustración 20).
6. **Inspección de los elementos de protección (cada 6 meses):** Se revisa el estado de los dispositivos de protección, como los interruptores automáticos, toroidales y relés de disparo. Estos elementos deben estar operativos para evitar sobrecargas, cortocircuitos u otros riesgos que puedan poner en peligro la instalación.
7. **Medición de líneas con polímetro (cada 6 meses):** Se miden las tensiones de las líneas L1, L2 y L3 utilizando un polímetro, asegurándose de que los valores estén dentro de los rangos adecuados). Estas mediciones son cruciales para garantizar el correcto suministro de energía y evitar problemas de sobrecarga o desequilibrio (ver imagen 19).
8. **Comprobación del estado y funcionamiento de los elementos de protección (cada 12 meses):** Se verifica el estado general y el funcionamiento de los elementos de protección para asegurarse de que respondan adecuadamente en caso de fallo o sobrecarga, contribuyendo a la seguridad del sistema eléctrico.
9. **Reapriete de bornas, terminales y conexiones (cuando sea necesario o tras termografía):** Se realiza un reapriete de bornas, terminales y conexiones en caso de que sea necesario, especialmente después de realizar una inspección termográfica. Esto garantiza que todas las conexiones estén firmemente sujetas y sin riesgo de desconexiones.
10. **Limpieza interior del cuadro (cada 12 meses):** Se lleva a cabo una limpieza interior mediante soplado seco para eliminar polvo, suciedad y restos de materiales, así como una limpieza de los metacrilatos y otros componentes. Esto ayuda a mantener los elementos del cuadro en buen estado y a evitar la acumulación de polvo que pueda interferir con su funcionamiento.
11. **Inspección termográfica del cuadro CA (cada 12 meses):** Se realiza una inspección termográfica del cuadro para detectar posibles puntos calientes o anomalías en las

conexiones, bases, seccionadores y otros componentes eléctricos. Esta revisión es esencial para identificar cualquier fallo potencial antes de que se convierta en un problema mayor.



Ilustración 19 Medición del cuadro de corriente alterna (Enerland)



Ilustración 20 Cuadro de corriente alterna (Enerland)

### 3.1.7 Sala técnica:

1. **Inspección del funcionamiento de ventiladores, rejillas por depresión y rejillas de ventilación (cada 6 meses):** Se verifica el funcionamiento adecuado de los ventiladores, así como el estado de las rejillas de ventilación y las rejillas por depresión. Un flujo de aire adecuado es esencial para mantener la temperatura de los equipos dentro de los niveles recomendados, evitando el sobrecalentamiento y asegurando su rendimiento óptimo.
2. **Inspección del estado de accesos (puertas y escalones) (cada 12 meses):** Se revisa el estado de las puertas de acceso y los escalones de la sala técnica para garantizar que estén en buen estado y sean seguros para el personal que accede al área. La correcta accesibilidad es crucial para la seguridad y eficiencia operativa.
3. **Inspección de tapas de fosos de la caseta (cada 12 meses):** Se inspeccionan las tapas de los fosos de la caseta para asegurarse de que estén bien fijadas, sin daños o desgastes que puedan poner en peligro la seguridad de la instalación o dificultar el acceso para futuras intervenciones.

- 4. Inspección de la no existencia de objetos obstaculizadores del flujo de ventilación de los inversores (cada 6 meses):** Se comprueba que no haya objetos u obstrucciones que impidan el flujo de ventilación adecuado alrededor de los inversores. Un flujo de aire sin interrupciones es esencial para evitar el sobrecalentamiento de estos equipos y garantizar su funcionamiento correcto.
- 5. Inspección y funcionamiento de la instalación eléctrica y alumbrado de emergencia (cada 12 meses):** Se verifica el estado de la instalación eléctrica, así como el funcionamiento del alumbrado de emergencia en la sala técnica. La iluminación de emergencia debe estar operativa para garantizar la seguridad en caso de fallo en el suministro eléctrico principal.
- 6. Inspección de posibles filtraciones en el interior (cada 6 meses):** Se revisa la sala técnica para detectar cualquier posible filtración de agua o humedad que pueda comprometer la seguridad de los equipos o deteriorar los componentes eléctricos. La detección temprana de filtraciones es clave para prevenir daños a largo plazo en la infraestructura.

### **3.2 Mantenimiento correctivo**

El plan de mantenimiento correctivo debe aplicarse según el tipo de fallo o avería detectada. En cada caso, es fundamental analizar si el trabajo puede ser abordado internamente por la empresa o si será necesario contratar a un proveedor externo para su resolución. En cualquier escenario, la corrección debe llevarse a cabo en el menor tiempo posible, salvo que existan razones justificadas, con el fin de minimizar las pérdidas en la producción ocasionadas por el incidente. Además, es esencial utilizar el listado de averías disponible y generar un informe detallado.

Las acciones correctivas deberán llevarse a cabo en el lugar si es posible. Sin embargo, si las medidas correctivas son más complejas, como la sustitución de componentes o equipos, será necesario crear un plan de acción que contemple la programación de las operaciones de mantenimiento y la adquisición de los materiales requeridos, priorizando siempre las necesidades de producción. Además, se debe realizar un análisis detallado de estas anomalías para prevenir su repetición en el futuro.

Entre las averías más habituales en una instalación fotovoltaica sobre cubierta se encuentra la rotura de módulos, que puede deberse a impactos físicos, dilataciones térmicas o defectos en el vidrio, esto puede crear puntos calientes, dicha célula se comporta como una resistencia y se puede calentar hasta el punto de romperse (energeticafutura, 2025).

Los problemas de comunicación, que afectan al sistema de monitorización e impiden visualizar correctamente los datos de producción y posibles incidencias como muestra la ilustración 21;

la parada del inversor (ver ilustración 22), que suele ser causada por fallos internos, sobretensiones o desconexiones de red o fallo de tierra cuya solución es realizar una inspección visual de los cables y conexiones (erco.energy, 2025), y que implica una pérdida inmediata de generación; y la rotura de cableado, una avería común provocada por roedores, fatiga de materiales o mala instalación, que interrumpe parcial o totalmente el flujo eléctrico dentro del sistema.



Ilustración 21 Problema de comunicación detectado en el SCADA

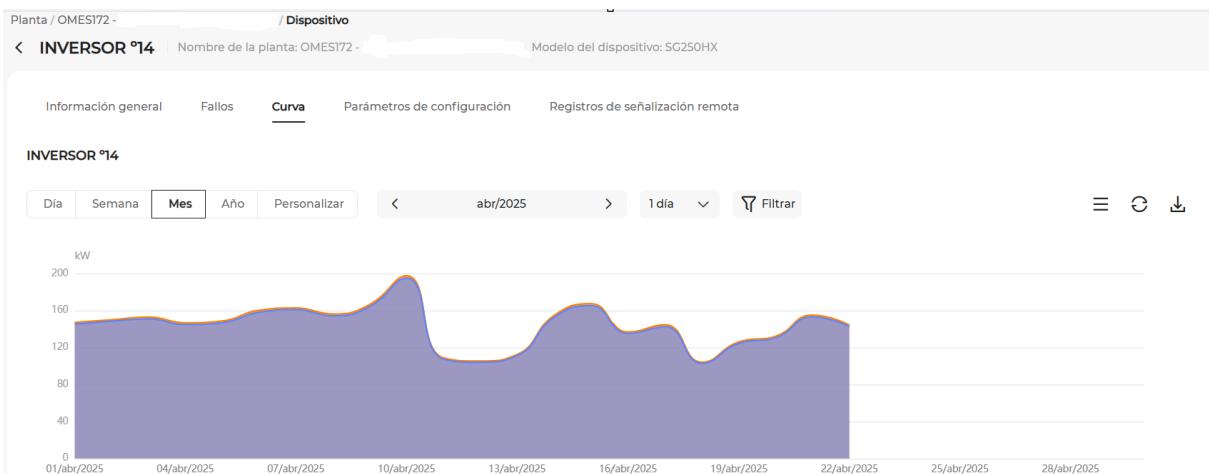


Ilustración 22 Parada de inversor detectada con el SCADA

## **4. Estrategias de optimización energética con PvSyst**

Con el fin de analizar el impacto del mantenimiento preventivo sobre la eficiencia operativa y económica de la instalación fotovoltaica, se han desarrollado dos líneas de simulación en PVsyst. Estas simulaciones permiten cuantificar los efectos de distintas estrategias de gestión, considerando tanto la producción energética como los costes operativos asociados.

### **4.1 Evaluación del mantenimiento preventivo nocturno**

El objetivo de esta simulación es comparar el efecto económico de realizar el mantenimiento preventivo en horario nocturno (sin detener la producción solar) frente a realizarlo en horario laboral diurno, lo cual implica una parada parcial de la instalación.

#### **4.1.1 Mantenimiento nocturno**

En el caso del mantenimiento nocturno, se simulará una indisponibilidad de ocho horas (ver ilustración 23). Aunque el mantenimiento esté planificado para ejecutarse fuera del horario de producción, es posible que surjan incidencias ajenas a la propia intervención que obliguen a detener temporalmente la instalación. Estas situaciones pueden incluir cortes de suministro eléctrico por parte de la red, problemas logísticos como la llegada tardía de materiales o equipos, bloqueos de acceso a zonas clave de la instalación, o incluso errores de comunicación entre equipos técnicos. Por este motivo, se considera prudente asumir un margen de ocho horas de indisponibilidad en la simulación, reflejando una situación realista y preventiva.

En la ilustración 24 se puede ver un resumen de la simulación realizando el mantenimiento en horario nocturno.

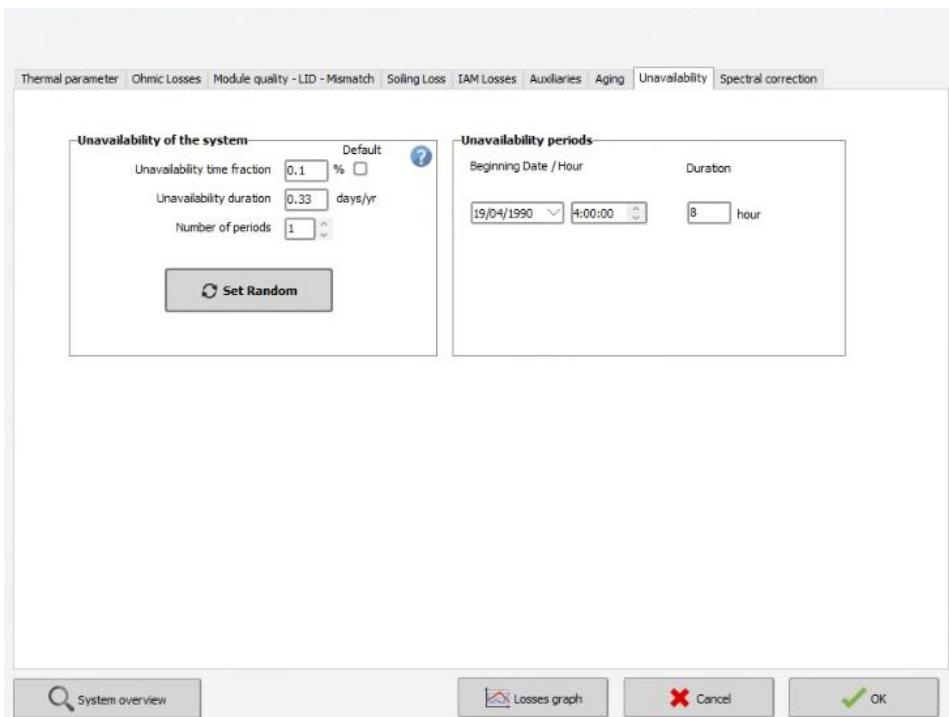


Ilustración 23 Indisponibilidad en PvSyst

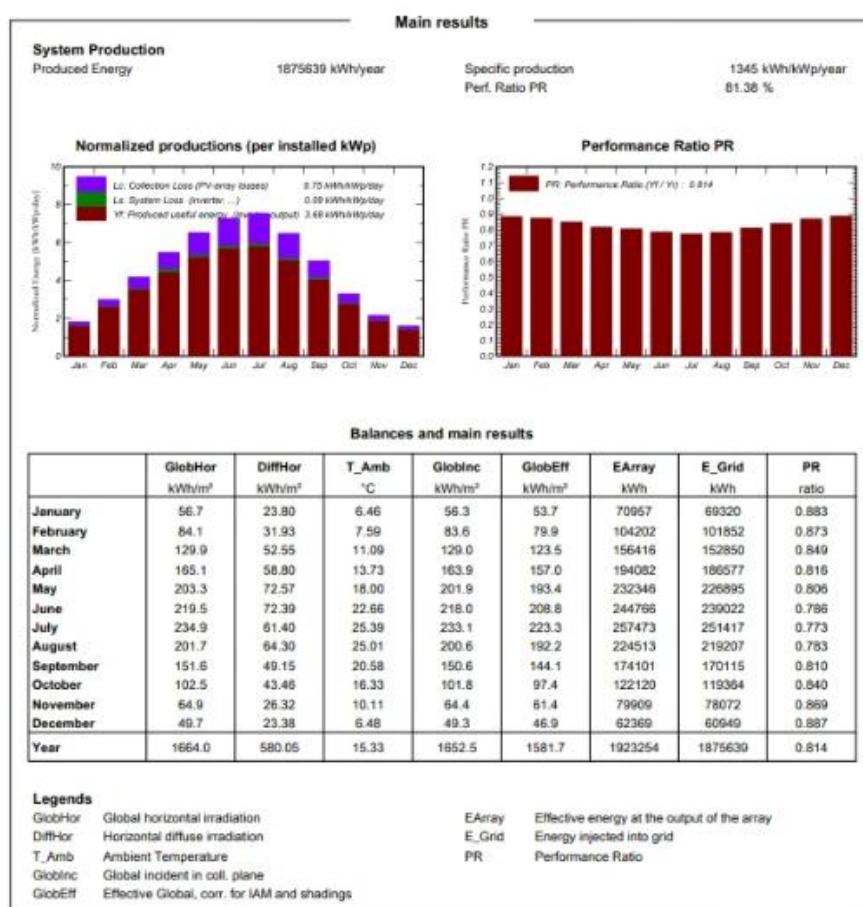


Ilustración 24 Tabla resumen de la simulación del mantenimiento nocturno

#### 4.1.2 Mantenimiento diurno

En el caso del mantenimiento diurno, se asumirá una indisponibilidad total de tres períodos dos de ocho horas y uno de 6 horas (ver ilustración 25). De estos, dos se corresponden directamente con el tiempo estimado para realizar los dos mantenimientos preventivos programados diecisésis horas en total, mientras que el tercer día se contempla como margen adicional ante posibles factores externos que puedan retrasar o interrumpir las tareas. Estos factores pueden incluir problemas logísticos, condiciones meteorológicas adversas, falta de disponibilidad de recursos técnicos o cortes imprevistos en el suministro eléctrico, todos ellos ajenos a la planificación inicial pero habituales en intervenciones sobre instalaciones reales. Esta previsión permite obtener una estimación más realista del impacto operativo del mantenimiento.

En la ilustración 26 se puede ver un resumen de la simulación realizando el mantenimiento en horario nocturno.

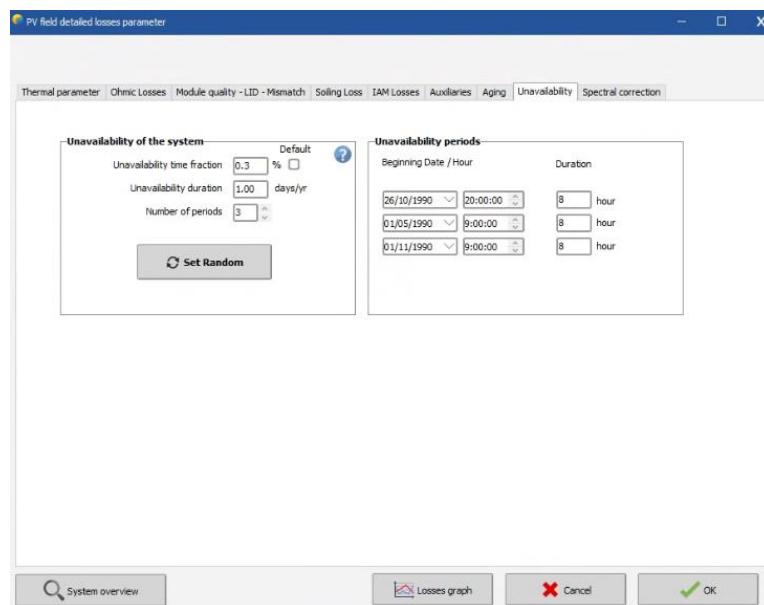


Ilustración 25 Indisponibilidad Mantenimiento diurno

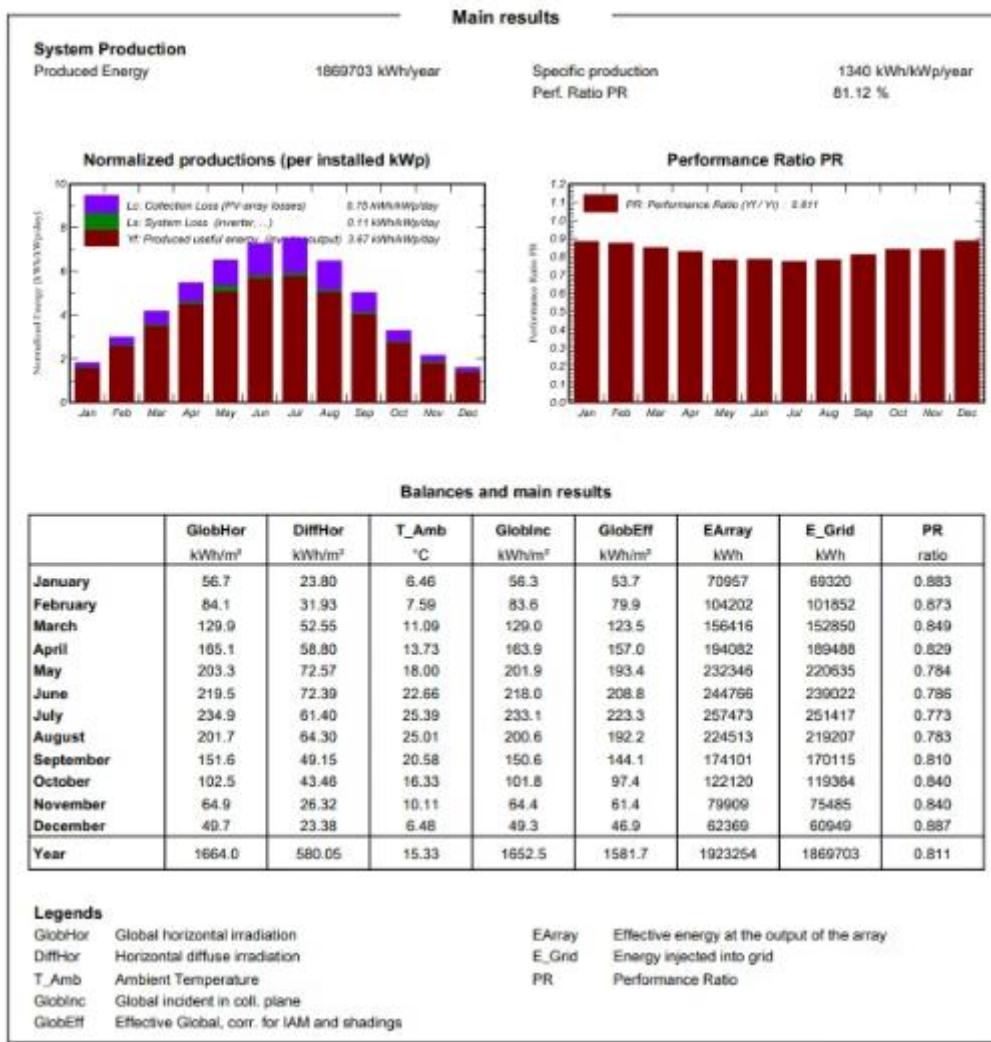


Ilustración 26 Tabla resumen Pvsys del mantenimiento diurno

#### 4.1.3 Conclusión del análisis económico

##### 4.1.3.1 Coste de la energía

A partir de los datos obtenidos mediante la simulación en PVsyst, se observa que en el mes de mayo seleccionado para llevar a cabo el mantenimiento preventivo la producción energética en el escenario de mantenimiento nocturno fue de 226895 kWh, mientras que en el caso del mantenimiento diurno fue de 220635 kWh, debido a la parada temporal de la instalación. Esta diferencia de energía no producida 6260 kWh, que en condiciones normales habría sido adquirida a la instaladora a través del contrato PPA a un precio de 46 €/MWh, debió ser cubierta por la comercializadora a un precio superior de 54 €/MWh (ver tabla 6). Por tanto, optar por la estrategia de mantenimiento nocturno supone un ahorro económico directo de 50 euros, al evitar la necesidad de recurrir a la compra de energía a mercado durante el periodo de indisponibilidad.

En el mes de noviembre. En el escenario con mantenimiento nocturno, la producción alcanzó los 78072 kWh, mientras que, en el caso de intervenir durante el día, la generación se redujo a 75485 kWh debido a la parada de la instalación en horario solar. Esta pérdida energética, que en condiciones normales se habría adquirido a la instaladora bajo el contrato PPA a un precio de 46 €/MWh, tuvo que ser reemplazada por energía comprada a la comercializadora a un precio medio de 64 €/MWh. Por tanto, programar el mantenimiento en horario nocturno permite evitar ese sobrecoste, traduciéndose en un ahorro económico directo de 46,8 € (ver tabla 5).

Esto da un ahorro total de 96,8€

	Diurno	Nocturno	Diferencia
Energía Mayo (kWh)	220.635	226.895	6.260
Energía Noviembre (kWh)	75.485	78.072	2.587

Tabla 4 Comparativa precios mantenimientos

	Precio Comercializadora (/MWh)	Precio contrato PPA (/MWh)	Diferencia (/MWh)
Mayo		54	46
Octubre		64	46

Tabla 5 Comparativa precios MWh

#### 4.1.3.2 Coste mano de obra

En lo referente al coste de personal asociado al mantenimiento preventivo de una instalación fotovoltaica de 1 MWp, se estima que serán necesarios dos técnicos durante una jornada de 8 horas para llevar a cabo las tareas programadas. El coste horario en horario diurno se ha fijado en 40 €/h, mientras que, en horario nocturno, debido al recargo por nocturnidad, asciende a 55 €/h. (Enerland)

	Nocturno	Diurno
Tiempo necesario (h)	8	8
Nº de técnicos	2	2
Salario (€/h)	55	40
Nº de mantenimientos	2	2
<b>Coste anual total</b>	<b>1760,00 €</b>	<b>1280,00 €</b>

Tabla 6 Coste total mantenimientos

Por lo que el sobrecoste por realizar mantenimiento nocturno es de 480€ (ver tabla 7)

#### 4.1.3.4 Conclusión mantenimiento nocturno

Tras realizar las simulaciones en PVsyst, se ha evaluado la viabilidad económica de ejecutar el mantenimiento preventivo en horario nocturno con el objetivo de evitar pérdidas de producción fotovoltaica. Si bien esta estrategia permite conservar una mayor cantidad de energía (con un ahorro equivalente a 96 €), el sobrecoste asociado al trabajo en horario nocturno —estimado en 480 €— supera ampliamente el beneficio obtenido. Por tanto, desde un punto de vista estrictamente económico, no resulta rentable realizar el mantenimiento fuera del horario laboral habitual.

#### 4.2 Evaluación de la limpieza por periodo estacional

En esta simulación vamos a estudiar la acumulación de suciedad en los módulos fotovoltaicos y la influencia de una limpieza estratégica realizada en el mes de mayo. Al comparar dos escenarios uno con un 0% de pérdida por suciedad (simulando módulos limpios) (ver ilustración 27) y otro con un 4% de pérdida acumulada, se observa una diferencia significativa en la producción energética durante los meses de mayor irradiación (mayo, junio, julio y agosto)

#### 4.2.1 Mantenimiento preventivo en Abril. Análisis sin suciedad

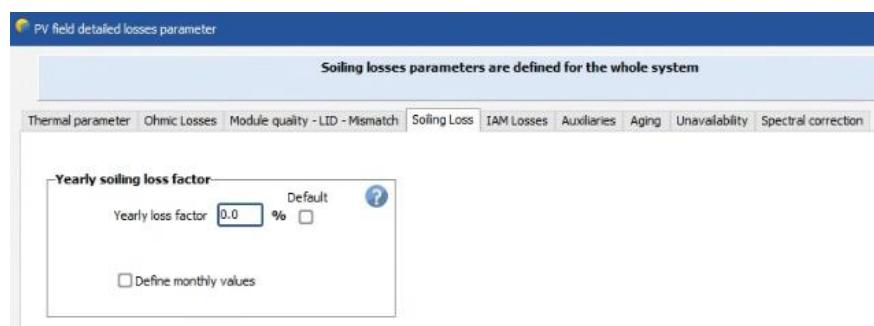


Ilustración 27 Perdidas por suciedad configuradas al 0%

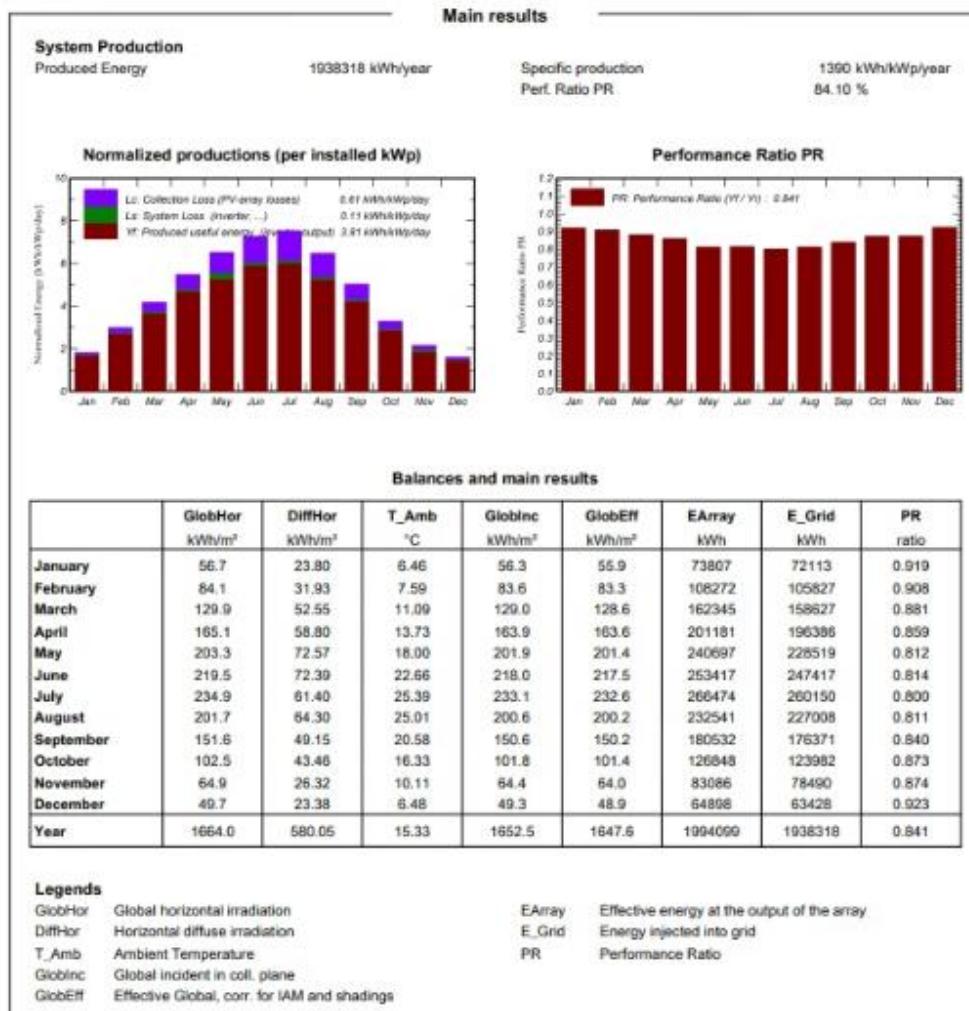


Ilustración 28 Tabla resumen suponiendo 0% de perdidas por suciedad

En el caso de la simulación sin suciedad la producción de Mayo, junio, julio y agosto suma 963094 kWh (ver ilustración 28).

#### 4.2.2 Mantenimiento preventivo en agosto. Análisis con suciedad

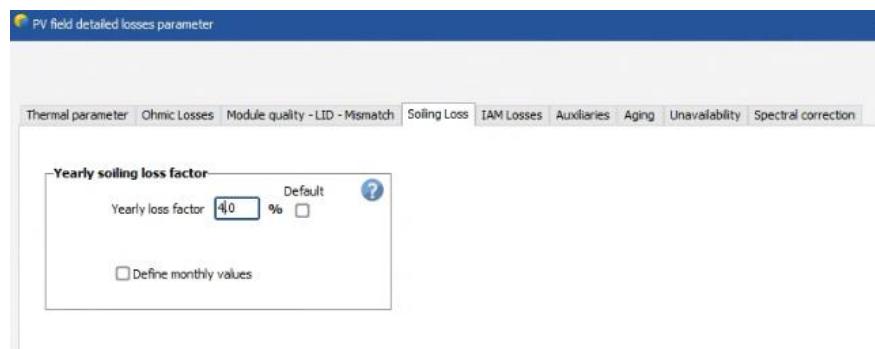


Ilustración 29 Perdidas por suciedad configuradas al 4%

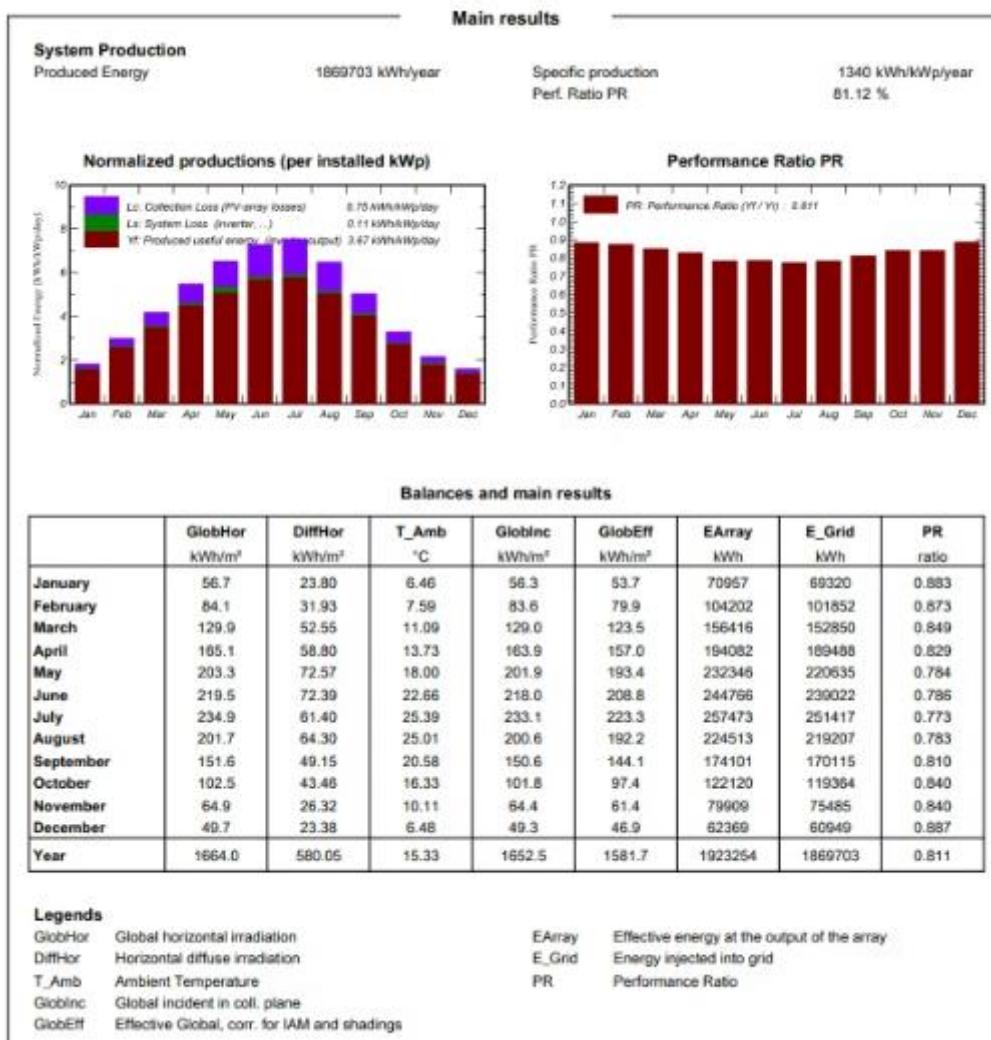


Ilustración 30 Tabla resumen con 4% de perdidas por suciedad

En el caso de la simulación con suciedad(ver ilustración 29) la producción de Mayo, junio, julio y agosto suma 930281 kWh (ver ilustración 30).

#### **4.2.3 Conclusión del análisis económico**

Los resultados demuestran que la limpieza de los módulos al inicio de la temporada de mayor producción solar permite maximizar el rendimiento del sistema y, por tanto, incrementar los ingresos por venta o ahorro energético. En consecuencia, implementar un plan de mantenimiento preventivo que contemple la limpieza de los módulos fotovoltaicos antes del verano puede ser una estrategia efectiva para optimizar la rentabilidad de la instalación.

En el caso de realizar la limpieza de los módulos en abril, la instalación produciría 32.813 kWh adicionales. Dado que, como se ha comentado anteriormente, en esta instalación toda la energía generada se consume directamente, la energía no producida debe ser adquirida a la comercializadora. Considerando que la diferencia media del precio del MWh durante los cuatro meses siguientes es de 14 €, el ahorro asociado a realizar el mantenimiento en abril asciende a 459,34 €.

## 5.Estudio estructural:

### 5.1 Estructura:

En lo que respecta a las partes de la estructura, los elementos relevantes para el análisis del par de apriete son los raíles base de aluminio y las abrazaderas de acero inoxidable, ya que son los componentes principales en los que se aplica y controla el par de apriete durante el mantenimiento.

En cuanto a las uniones en los raíles base, se dispone de un soporte inferior y un soporte superior que fijan el módulo en su posición (ver ilustración 31). La conexión entre el raíl base y el soporte se realiza mediante un tornillo de cabeza hexagonal de métrica M6, fabricado en acero inoxidable AISI 304 con 700 N/mm<sup>2</sup> de resistencia a la tracción.

Dado el tipo de tornillo y el material empleado, el par de apriete recomendado para esta unión es de 10 Nm, garantizando así una sujeción segura sin riesgo de deformaciones o sobreapriete.

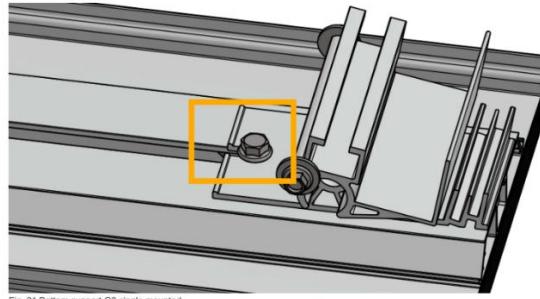
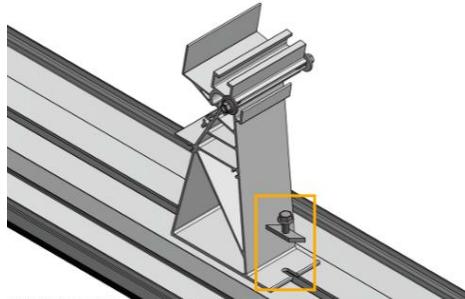
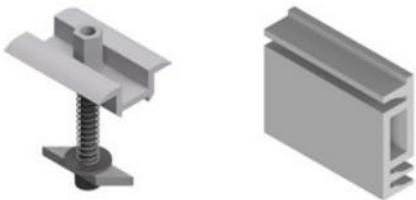


Ilustración 31 Soportes de la estructura

En cuanto a las grapas utilizadas para la fijación de los módulos fotovoltaicos a los soportes previamente mencionados, se emplean las grapas del modelo G5 de IBC Solar (ver ilustración 32). Estas grapas están diseñadas específicamente para garantizar una sujeción segura y duradera de los módulos al sistema de montaje, permitiendo una instalación rápida y fiable tanto en configuraciones verticales como horizontales. Este tipo de grapa son centrales es decir sujetan dos módulos, la longitud de la grapa es de 80mm

El par de apriete recomendado es de 10 Nm.



G5 middle clamp and EC adapter 30-40 mm

Ilustración 32 Grapa G5 IBC

## 5.2 Módulo:

Para garantizar la resistencia mecánica del módulo fotovoltaico frente a cargas de viento, nieve y peso propio, se ha llevado a cabo un análisis por elementos finitos del marco estructural. Este estudio permite identificar las zonas más solicitadas del perfil y comprobar si su diseño es adecuado bajo las condiciones de carga más desfavorables. A continuación, se describen las decisiones de modelado adoptadas y los resultados obtenidos.

### 5.2.1 Justificación del modelo simplificado:

En lugar de modelar el módulo fotovoltaico completo, se ha realizado el análisis sobre uno de los largueros del marco. Esta simplificación se justifica porque las condiciones de carga (viento, nieve y peso propio) se distribuyen de forma regular, y la respuesta estructural más crítica suele concentrarse en los apoyos del marco, que son representativos por sí solos. Además, este enfoque permite reducir el tiempo de simulación y complejidad del modelo.

### 5.2.2 Geometría utilizada y discretización:

Se ha modelado un larguero longitudinal del marco con una longitud total de 1722 mm, inclinada 10° respecto al eje X, hemos dividido el marco en 20 segmentos de 62,7mm para que el resultado sea más certero (ver ilustración 33).

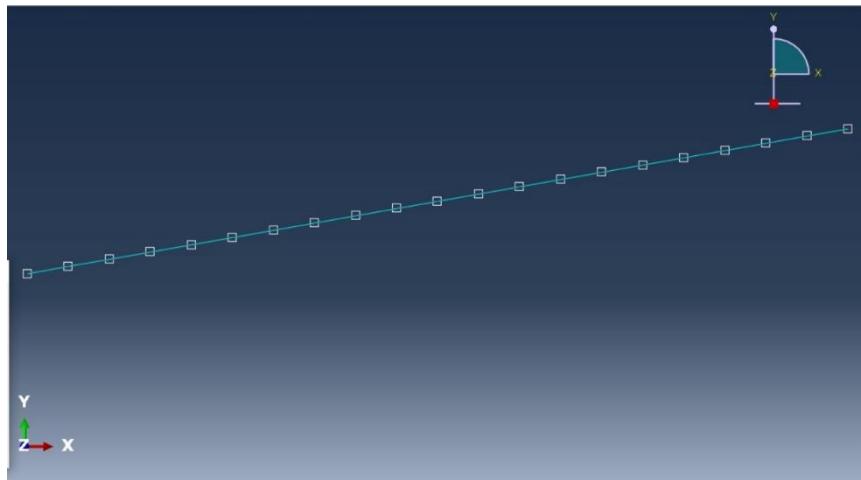


Ilustración 33 Marco del módulo dividido en 20 segmentos

Dado que no existían perfiles prediseñados en Abaqus que se asemejaran a la geometría real del marco, se ha optado por calcular manualmente las propiedades mecánicas del perfil (área y momentos de inercia) a partir del plano de la sección (consultar anexo 4). Estas propiedades se han introducido en Abaqus mediante la opción de perfil personalizado (*Beam General Section*) (ver ilustración 34 y 35).

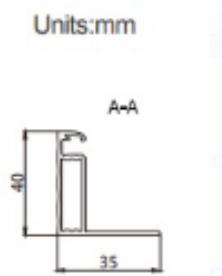


Ilustración 34 Perfil real del módulo

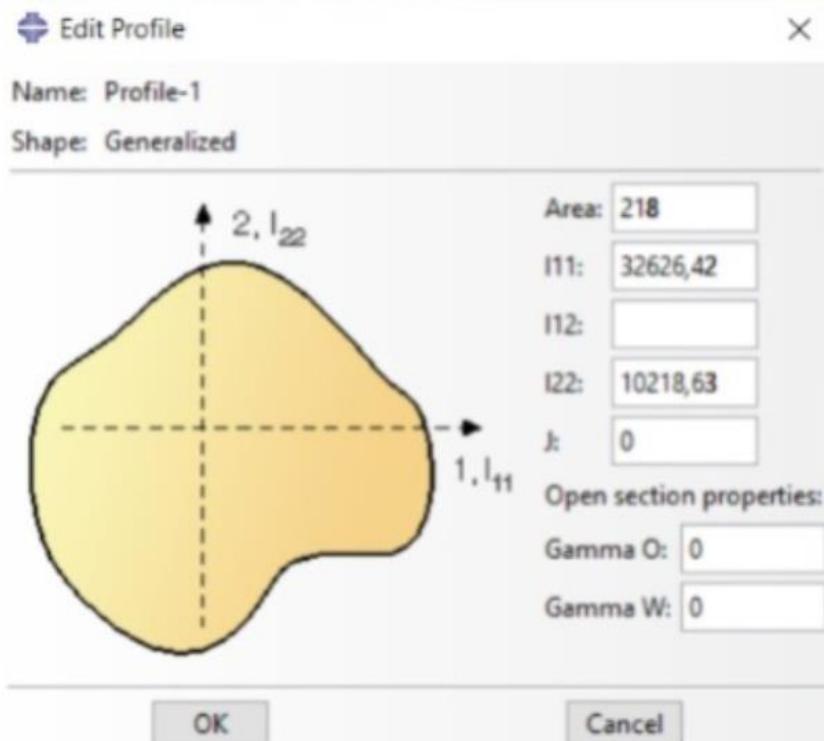


Ilustración 35 Perfil utilizado

El análisis se ha desarrollado utilizando una geometría tipo wire, dentro de un modelo 2D planar deformable, que permite representar el larguero como una viga. La sección del perfil se definió con tipo Beam y el conjunto del modelo fue discretizado en 20 elementos mediante elementos finitos tipo B21 (beam de 2 nodos). Esta configuración en Abaqus resulta especialmente eficiente para modelos estructurales lineales donde interesa estudiar esfuerzos internos y desplazamientos en perfiles alargados.

### 5.2.3 Condiciones de contorno:

Los dos extremos del módulo de 63mm están restringidos para simular el efecto de las grapas de sujeción (ver ilustración 36), impidiendo el movimiento en el eje y la rotación en el eje z y también el movimiento en el eje x para que la simulación no diera errores.

Para ello se ha creado un sistema de coordenadas local rotado 10°, con el fin de alinear las restricciones con la inclinación del marco.

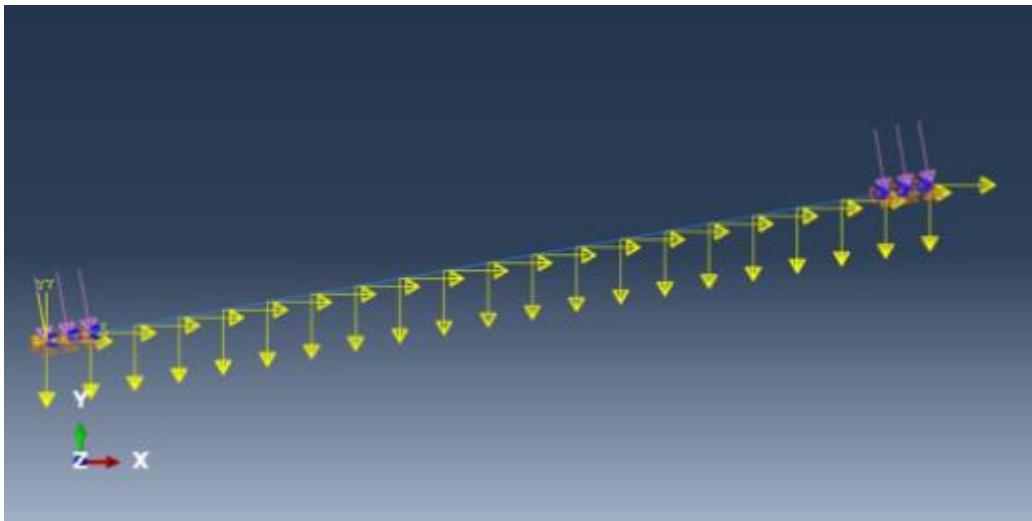


Ilustración 36 Condiciones de contorno aplicadas en los extremos del módulo

#### 5.2.4 Cargas aplicadas:

Para esta simulación se han considerado dos grupos de cargas. En primer lugar, las cargas de las grapas, que se han representado mediante una fuerza de presión de  $10 \text{ N/mm}^2$  aplicada sobre el primer segmento de cada extremo del marco, simulando así la presión ejercida por el apriete mecánico de las grapas sobre el perfil. (Ver de color morado en ilustración 36).

En segundo lugar, se han aplicado las cargas distribuidas que incluyen el peso propio del módulo, el viento y la nieve. Como solo se está simulando uno de los dos largueros del módulo, se ha considerado únicamente la mitad del peso del módulo (10.5 kg). Las presiones superficiales de viento y nieve,  $460 \text{ N/m}^2$  y  $500 \text{ N/m}^2$  respectivamente, se han convertido a cargas lineales multiplicándolas por el ancho del módulo (1.134 m). Posteriormente, se ha dividido el valor total entre los 20 segmentos del marco, aplicando una carga puntual equivalente a cada nodo intermedio, con el fin de distribuir la carga uniformemente sin introducir conflictos con las condiciones de contorno.

#### 5.2.5 Resultados:

Una vez ejecutada la simulación, se obtienen los siguientes resultados:

##### 5.2.5.1 Tensión de Von mises:

La tensión máxima de Von mises es de 31,87 MPa lo que es un valor favorable ya que está muy por debajo del límite elástico del aluminio que es 200MPa.

Como se puede apreciar el valor de tensión máxima se encuentra en los segmentos siguientes a las grapas lo que es un resultado coherente (ver ilustración 37).

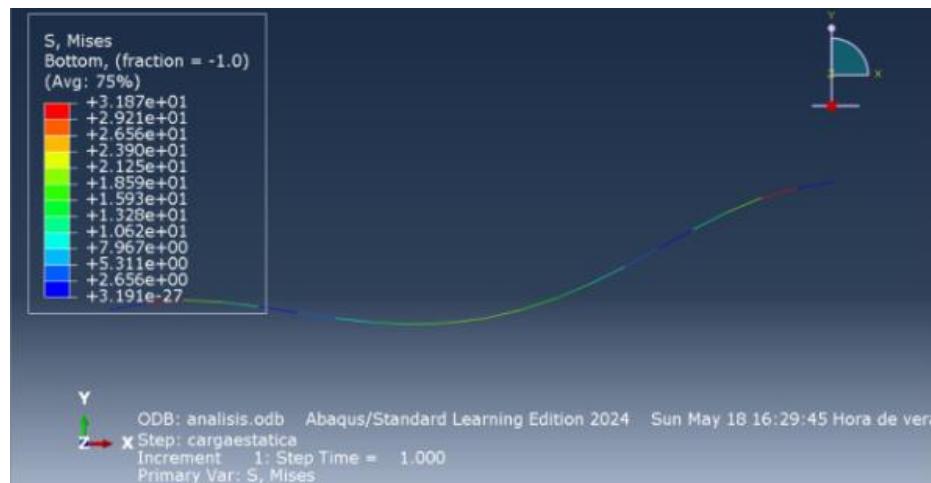


Ilustración 37 Tensiones de Von Mises en el módulo

#### 5.2.5.1 Desplazamiento:

En cuanto al desplazamiento máximo es de 2,43 mm en la parte central del módulo lo que también es un resultado coherente teniendo en cuenta la magnitud de las cargas y las características de la estructura (ver ilustración 38).



Ilustración 38 Desplazamientos del módulo

## 6.Cálculo y Posicionamiento de Lastres

### 6.1 Objetivo:

En este trabajo, se ha utilizado PVManager para obtener una estimación inicial de la cantidad de lastre necesaria en una instalación real, adaptada a las condiciones del emplazamiento. Aunque no se trata de un cálculo estructural definitivo, los resultados permiten identificar si la solución planteada es viable y compatible con las limitaciones de carga admisibles del edificio.

### 6.2 Simulación:

Para llevar a cabo la simulación en PVManager, fue necesario introducir los datos específicos de la instalación.

En primer lugar, se definió la localización del proyecto, situada en Zaragoza, junto con sus coordenadas geográficas. A la hora de seleccionar los datos meteorológicos, se optó por utilizar los de Lérida, al ser la estación más cercana a Zaragoza disponible en la base de datos del software (ver ilustración 39).

En cuanto al tipo de entorno, se indicó como tipo 3: suburbios y áreas industriales, lo cual influye en el cálculo de las presiones de viento aplicadas a la estructura. Para la determinación de las cargas de viento y nieve, se empleó la herramienta online de Dlubal Software (ver ilustración 40), que ofrece un visor interactivo basado en el Código Técnico de la Edificación (CTE). Esta herramienta permitió identificar con precisión la zona climática correspondiente a la ubicación del proyecto, lo que garantiza una mayor fiabilidad en la asignación de cargas.

Location	
Continent	Europe
Country	Spain
Post code	50007
City	Zaragoza (50007 Zaragoza)
Longitude	
Latitude	
Selected weather data	Lérida
Annual amount of horizontal irradiation	1,635 kWh/m <sup>2</sup>
Source with period	NA
Height above sea level	203 m
Terrain category	Terrain category III (suburbs and industrial areas)
Terrain type	normal
Exposed location	None
Reliability factor	1.0
Average snow load at ground level	0.50 kN/m <sup>2</sup>
Wind pressure	0.46 kN/m <sup>2</sup>
Snow load zone	2
Wind load zone	B - 27 m/s

Ilustración 39 Datos de localización de PVMANAGER

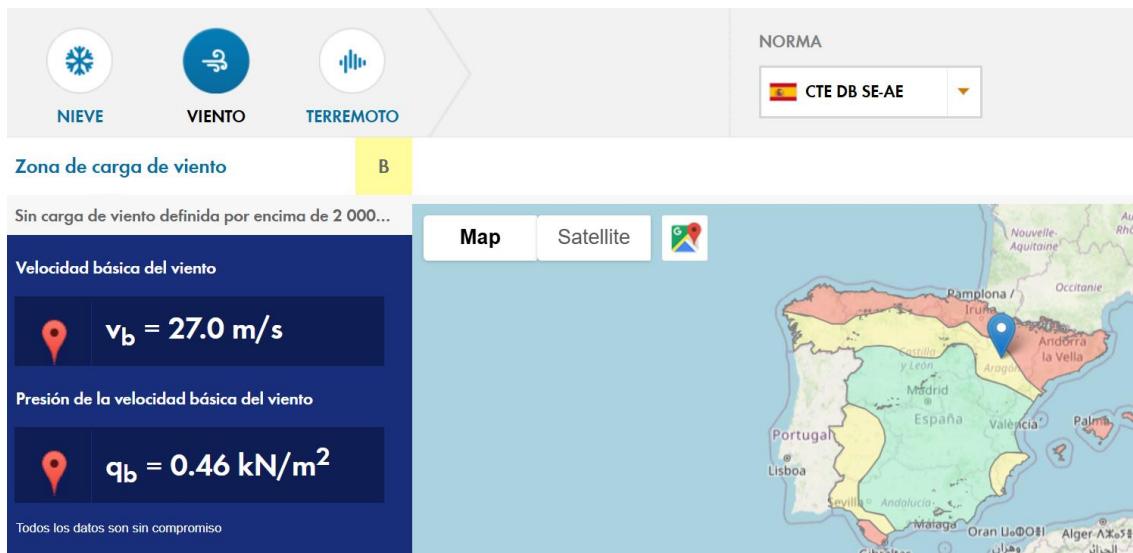


Ilustración 40 Mapa interactivo dblubal

En cuanto al tipo de cubierta, se han introducido en el software las dimensiones reales del edificio, que son 186 metros de largo por 136 metros de ancho, así como la altura total, que asciende a 13 metros (ver ilustración 41). Además, se ha especificado el tipo de cubierta como cubierta de lámina, una tipología habitual en edificaciones industriales, caracterizada por su ligereza, lo que condiciona el uso de sistemas de montaje lastrados y el cuidadoso cálculo de las cargas de viento y peso admisible.

También se ha tenido en cuenta la orientación de la cubierta en este caso 90°

Building data - Vertiente este 1 (Rectangular building 1)	
Building shape	Rectangle
Overhang front eaves	Flat roof
Pitch roof half	No
Building complex size	0.00 m   0.00 m
Building width	186.00 m
Building length	138.00 m
Building height	13.00 m
Roof height	13.00 m
parapet height	0.00 m
Roof surface	25,668.00 m <sup>2</sup>
Orientation	90 °
Roof inclination	0 °
Covering	Foil roof

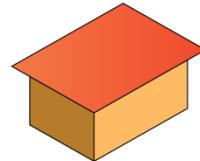


Ilustración 41 Datos de la cubierta en Pvmanager

En cuanto al módulo fotovoltaico, se ha introducido el modelo Monosol 410, que es exactamente el mismo que el JA Solar 410 (ver ilustración 42), pero con otro nombre dentro del software. Se ha utilizado esta denominación porque es el modelo homologado y disponible en la base de datos del programa, lo que permite simular con precisión el comportamiento del módulo real instalado.

Module data - Vertiente este 1 (Rectangular building 1)	
Module manufacturer	IBC SOLAR
Module type	IBC MonoSol 410 OS10-HC
Dimensions of module	L x W x H: 1,722 mm x 1,134 mm x 30 mm
Area of module array	1.95 m <sup>2</sup>
Max. surface load	3.60 kN/m <sup>2</sup>
Module assembly	Horizontal
Module weight	21.50 kg
module's weight / module's surface	11.01 kg/m <sup>2</sup>
Frame's weight / module's surface	3.00 kg/m <sup>2</sup>
Dead weight / module's surface	14.01 kg/m <sup>2</sup>

Ilustración 42 Características del módulo en Pvmanager

Hemos incorporado la estructura Aerofix G3 10E-W del fabricante IBC. Al tratarse de un sistema desarrollado por la misma marca que el software utilizado, este ya incluye todas las características técnicas del sistema de montaje como puede ser el coeficiente de fricción (ver ilustración 43)

System configuration	
Mounting structure	AeroFix G3 10-EW
Module inclination angle	10 °
Module assembly	Horizontal
Offset Distance	2.60 m
Friction coefficient	0.45
Installation on gravel surfaces / green roofs	Not selected

Ilustración 43 Detalles de la estructura G3

### 6.3 Resultados simulación:

Una vez introducidos los parámetros de diseño y las condiciones específicas del emplazamiento en el software PVManager, se generó el plano de distribución de lastres sobre la cubierta. En este plano se representa, mediante una escala de colores, la cantidad de peso que debe ser colocada en cada estructura de soporte para garantizar la estabilidad frente a cargas de viento y nieve, conforme a los criterios del Código Técnico de la Edificación (CTE).

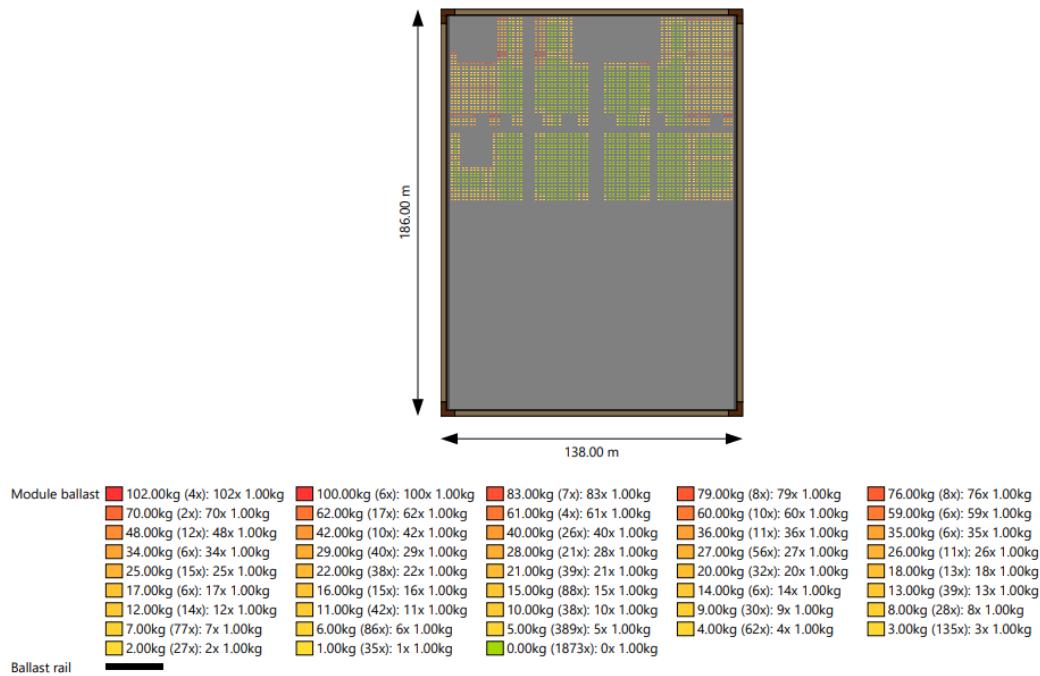


Ilustración 44 Distribución de lastres sobre la cubierta

En la visualización de la cubierta, los módulos aparecen coloreados según la cantidad de lastre requerida, lo que permite identificar fácilmente las zonas más expuestas al viento, como los bordes y esquinas del edificio (ver ilustración 44), donde el peso necesario por módulo es considerablemente mayor. En contraste, en las zonas centrales o más protegidas de la cubierta, los módulos requieren poco o ningún lastre adicional.

La leyenda incluida en el informe detalla el número de módulos a los que se asigna cada nivel de peso, lo que permite cuantificar el reparto total de cargas.

En el apartado inferior del informe, se presenta un resumen técnico con los datos clave de la simulación estructural. Se calcula que la instalación requiere un lastre total de 22.016 kg, distribuidos en unidades de 1 kg por adoquín, con una carga equivalente media de 14,94 kg/m<sup>2</sup> proyectada sobre la cubierta (ver ilustración 45).

La presión máxima sobre el aislamiento, incluyendo el peso del sistema más la nieve, alcanza los 17,29 kPa, lo cual es un dato clave para verificar la viabilidad estructural de la cubierta. Estos resultados permiten comprobar que el sistema propuesto es compatible con la capacidad portante de la nave, garantizando la seguridad estructural durante toda la vida útil de la instalación fotovoltaica.

Existing average, equivalent surface load: 14.94 kg/m<sup>2</sup> (minimum required load bearing reserve)  
(locally increased load devices are distributed on the roof)  
The calculated equivalent surface load refers to the generator-area projected on the roof surface.

Total ballast:	22,016.00
	kg
Count of ballast weights at 1.00 kg	22,016
Max. compression of insulation	$\sigma = 17.29$ (including snow)
	KPa

The insulation must be designed to carry the maximum compression.

*Ilustración 45 Resumen de los resultados de la simulación*

## 7. Actualización Técnica y Económica de la instalación

El objetivo de esta sección es analizar el impacto del envejecimiento en la producción energética de la instalación fotovoltaica a medio y largo plazo, así como evaluar la rentabilidad de un posible revamping. El estudio lo vamos a realizar para un periodo de 40 años. Para ello, se han realizado simulaciones en PVsyst considerando dos escenarios temporales uno realizando un revamping a los 20 años y otro sin realizarlo.

Para la simulación del envejecimiento de la instalación, se han tenido en cuenta las siguientes variables relacionadas con la degradación de los módulos:

- Module average degradation: se ha considerado un factor medio de pérdida de rendimiento del 0,4 % anual, que representa la degradación típica del módulo con el paso del tiempo.
- Imp RMS dispersion: se ha asumido una dispersión en la corriente en el punto de máxima potencia de 0,4 %/año, reflejando el desajuste entre módulos debido a tasas de degradación distintas.
- Vmp RMS dispersion: igualmente, se ha considerado una dispersión en la tensión en el punto de máxima potencia de 0,4 %/año, lo que también contribuye a pérdidas por mismatch a medida que la instalación envejece (ver ilustración 46).

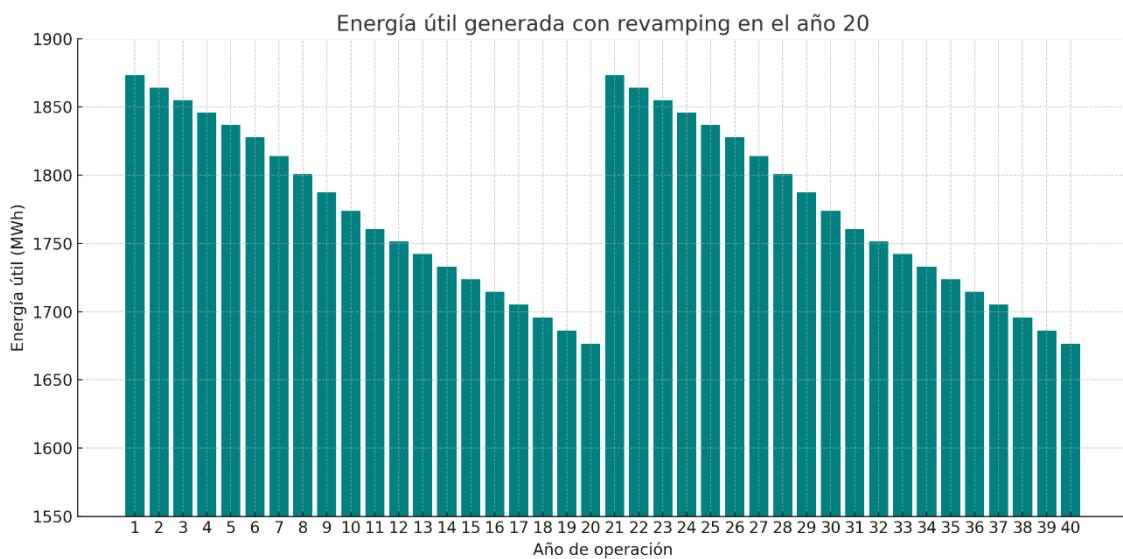
Estas dos últimas variables ya tienen en cuenta las perdidas por envejecimiento de los inversores.

Aging Tool			
<b>Aging Parameters</b>			
Time span of simulation	25 years		
Module average degradation		<b>Mismatch due to degradation</b>	
Loss factor	0.4 %/year	Imp RMS dispersion Vmp RMS dispersion	
		0.4 %/year 0.4 %/year	

Ilustración 46 Parámetros de envejecimiento Pvsys

## 7.1 Revamping cada 20 años

En el primer escenario se plantea la realización de un revamping completo de la instalación fotovoltaica al alcanzar los 20 años de operación. Esta intervención incluye la sustitución de los módulos e inversores, con el objetivo de recuperar el rendimiento perdido por la degradación natural de los componentes. A partir del año 20, se espera un incremento significativo en la producción energética respecto al escenario sin intervención. Este aumento de generación permitirá evaluar si el coste del revamping se compensa con los beneficios obtenidos en el periodo restante hasta los 40 años.



Gráfica 1 Energía útil con revamping cada 20 años

Esta gráfica representa la energía útil generada por la instalación fotovoltaica a lo largo de 40 años en el escenario en el que se realiza un revamping cada 20 años. En el eje X se muestran los años de operación, del 1 al 40, mientras que en el eje Y se representa la energía útil producida en MWh.

Como se observa, la producción disminuye progresivamente durante los primeros 20 años debido a la degradación natural de los módulos (ver grafica 1). En el año 20 se lleva a cabo el revamping, sustituyendo componentes clave como los módulos e inversores, lo que permite recuperar el rendimiento prácticamente al nivel inicial. A partir de ahí, la producción vuelve a decrecer gradualmente a causa de una nueva etapa de envejecimiento. Esta representación permite visualizar el impacto positivo del revamping en la eficiencia del sistema y valorar si el aumento de producción logrado compensa los costes asociados a dicha intervención.

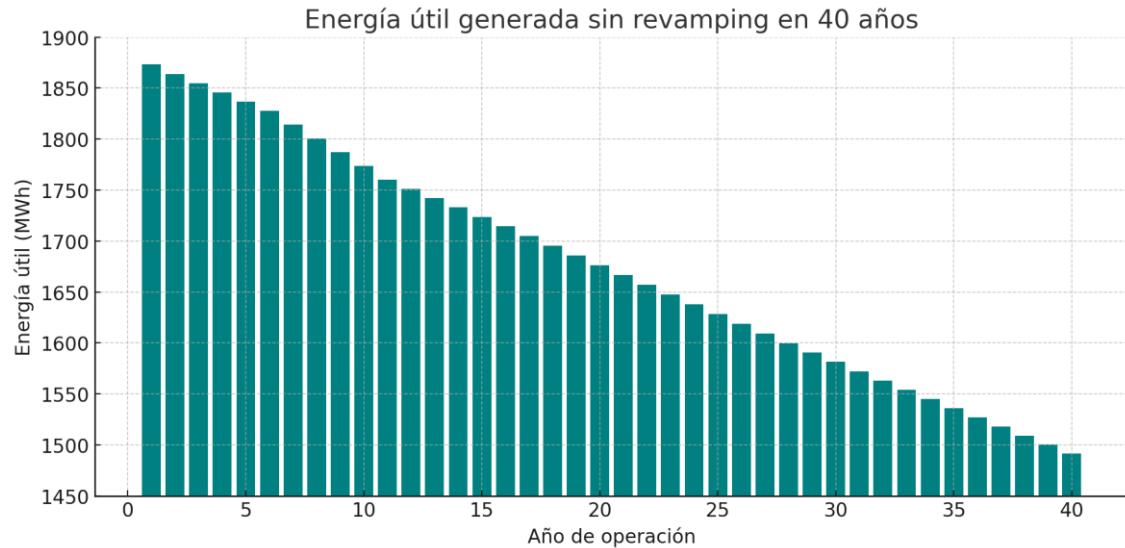
La suma de producción de estos 40 años es de 70933,2 MWh (ver tabla 7)

Año	Energía Útil (MWh)	Pérdida Acumulada (%)
1	1873.1	0.0
2	1864.0	0.49
3	1854.9	0.97
4	1845.9	1.45
5	1836.8	1.94
6	1827.7	2.42
7	1814.2	3.14
8	1800.8	3.86
9	1787.3	4.58
10	1773.8	5.3
11	1760.4	6.02
12	1751.2	6.51
13	1742.1	6.99
14	1732.9	7.48
15	1723.8	7.97
16	1714.7	8.46
17	1705.1	8.97
18	1695.5	9.48
19	1686.0	9.99
20	1676.4	10.5
21	1873.1	
22	1864.0	0.49
23	1854.9	0.97
24	1845.9	1.45
25	1836.8	1.94
26	1827.7	2.42
27	1814.2	3.14
28	1800.8	3.86
29	1787.3	4.58
30	1773.8	5.3
31	1760.4	6.02
32	1751.2	6.51
33	1742.1	6.99
34	1732.9	7.48
35	1723.8	7.97
36	1714.7	8.46
37	1705.1	8.97
38	1695.5	9.48
39	1686.0	9.99
40	1676.4	10.5

Tabla 7 Datos de energía útil y PR durante los primeros 40 años

## 7.2 Sin revamping

La suma de producción de estos 40 años es de 67018MWh (ver grafica 2 y tabla 8).



Gráfica 2 Energía útil sin revamping

Año	Energía Útil (MWh)	Pérdida Acumulada (%)
1.0	1873.1	0.0
2.0	1864.0	0.49
3.0	1854.9	0.97
4.0	1845.9	1.45
5.0	1836.8	1.94
6.0	1827.7	2.42
7.0	1814.2	3.14
8.0	1800.8	3.86
9.0	1787.3	4.58
10.0	1773.8	5.3
11.0	1760.4	6.02
12.0	1751.2	6.51
13.0	1742.1	6.99
14.0	1732.9	7.48
15.0	1723.8	7.97
16.0	1714.7	8.46
17.0	1705.1	8.97
18.0	1695.5	9.48
19.0	1686.0	9.99
20.0	1676.4	10.5
21.0	1666.64	11.02
22.0	1656.94	11.54
23.0	1647.29	12.06
24.0	1637.7	12.57
25.0	1628.17	13.08
26.0	1618.69	13.58
27.0	1609.27	14.09
28.0	1599.9	14.59
29.0	1590.59	15.08
30.0	1581.33	15.58
31.0	1572.12	16.07
32.0	1562.97	16.56
33.0	1553.87	17.04
34.0	1544.82	17.53
35.0	1535.83	18.01
36.0	1526.89	18.48
37.0	1518.0	18.96
38.0	1509.16	19.43
39.0	1500.37	19.9
40.0	1491.64	20.37

Tabla 8 Datos de energía útil y PR durante los primeros 40 años

### **7.3 Costes del revamping:**

#### **Costes escenario 1:**

Para el escenario 1 se realizarán dos revamping cuyos gastos son los siguientes:

- Módulos fotovoltaicos
- Inversores
- Mano de obra

Los módulos tienen que cumplir una serie de características, la más importante que tenga medidas casi idénticas a los módulos antiguos para que sean compatibles con la estructura ya existente, la otra característica es que sea de una potencia similar.

Por lo que se ha elegido el Sunpal Solar – SP410M-54H. (enfsolar, 2025) Cuyas dimensiones y potencia son idénticas al módulo antiguo

Los inversores que se seleccionen para el revamping deben cumplir una serie de requisitos para garantizar la compatibilidad y el rendimiento de la instalación. Es fundamental que tengan una potencia similar a la de los equipos originales, de modo que el sistema mantenga un rendimiento equivalente al anterior. Además, un aspecto clave es que cuenten con el mismo número de seguidores del punto de máxima potencia (MPPT), lo que permite una actualización tipo *plug and play*, es decir, que se pueda reutilizar el cableado existente sin necesidad de modificar la configuración eléctrica del sistema.

Por lo que se ha elegido el Growatt MAX 125KTL3-X LV (solarpowerarm, 2025)

Concepto	Cantidad	Precio Ud. (€)	Coste total (€)
Módulos Sunpal	3402	30,7	104441,4
Inversores Growatt	9	4500	40500
Mano de obra			31980
<b>TOTAL:</b>			<b>176921,4 €</b>

Gráfica 3 Costes revamping

Costes de mano de obra desglosados en anexo x

### **7.4 Conclusiones:**

Para realizar el estudio económico del revamping hay que tener en cuenta que el coste corre por cuenta del instalador, así que el beneficio será el que proporcione la venta a de los MWh extra obtenidos por el revamping.

$$MWh_{extra} = MWh_{Revamping\ 20\ años} - MWh_{sin\ Revamping}$$

$$70933 \text{ MWh} - 67018 \text{ MWh} = 3915 \text{ MWh}$$

Tras realizar el estudio técnico-económico del revamping desde el punto de vista del instalador de la instalación fotovoltaica, se concluye que, bajo las condiciones planteadas, el revamping resulta rentable desde el punto de vista estrictamente económico. Aunque la energía útil generada durante los 40 años es superior en el escenario con revamping (70.933,20 MWh frente a 67.018,79 MWh), este incremento supone un beneficio de aproximadamente 180.090 €, considerando un precio fijo de 46 €/MWh.

Para este estudio se ha supuesto que el contrato de venta de energía (PPA) se mantiene vigente durante los 40 años de operación, sin variaciones en el precio del MWh. Esta suposición permite comparar ambos escenarios en igualdad de condiciones, aunque en la práctica los contratos PPA suelen tener una duración más limitada o condiciones sujetas a revisión. (Enerland)

El coste total del revamping, que incluye el reemplazo de 3.402 módulos Sunpal SP410M, 9 inversores Growatt MAX 125KTL3-X, y los trabajos de desmontaje, instalación y logística, asciende a aproximadamente 176.921,40 € (ver grafica 3). En este caso, el beneficio económico resultante (180.090 €) es ligeramente superior al coste de la intervención, lo que plantea un escenario de rentabilidad marginal.

Cabe destacar que este análisis no contempla la posible obtención de subvenciones públicas o ayudas europeas, que podrían mejorar notablemente la rentabilidad del proyecto. Aunque existen programas activos —especialmente ligados a los fondos Next Generation y ayudas autonómicas— su acceso y cuantía están condicionados a futuras convocatorias y requisitos administrativos que no pueden garantizarse en este momento. Por este motivo, se ha optado por una evaluación conservadora, sin incluir estas posibles bonificaciones.

En definitiva, si bien el revamping ofrece una mejora técnica y energética en la producción de la planta, su rentabilidad económica es escasa bajo las condiciones actuales, y su viabilidad dependerá en gran medida de la evolución del mercado eléctrico y de las políticas públicas de apoyo.

## **Conclusión**

Este Trabajo Fin de Grado ha permitido desarrollar un plan integral de mantenimiento, optimización energética y evaluación estructural para una instalación fotovoltaica de 1125 kW<sub>n</sub> situada sobre la cubierta de un centro comercial. La aplicación de herramientas de simulación como PVsyst, PVManger y Abaqus ha facilitado el análisis técnico, económico y mecánico de la instalación bajo distintas estrategias de operación.

Los resultados obtenidos reflejan que la limpieza estacional de los módulos fotovoltaicos, realizada en el mes de abril, permite incrementar la producción energética en 32.813 kWh, lo que supone un ahorro de 459,34 €, considerando el coste de la energía adquirida en mercado. Esta medida se consolida como una de las más eficientes y rentables dentro del mantenimiento preventivo.

Por otro lado, la evaluación del mantenimiento nocturno mostró una mejora en la energía generada, evitando una pérdida de 8.847 kWh respecto al mantenimiento diurno. No obstante, el sobrecoste salarial de 480 € supera el ahorro energético conseguido (96,8 €), por lo que esta opción no resulta económicamente viable en las condiciones actuales.

En el ámbito estructural, el análisis por elementos finitos en Abaqus del marco del módulo demuestra su idoneidad frente a cargas combinadas de viento (460 N/m<sup>2</sup>), nieve (500 N/m<sup>2</sup>) y peso propio. La tensión de Von Mises máxima registrada fue de 31,87 MPa, valor muy inferior al límite elástico del aluminio (200 MPa), mientras que el desplazamiento máximo fue de 2,43 mm, validando el comportamiento mecánico del perfil.

Finalmente, el estudio de viabilidad del revamping a los 20 años de operación pone de manifiesto que, si bien se recupera parte de la energía degradada (una ganancia de 3.915 MWh frente al escenario sin intervención), el beneficio económico total (180.090 €) apenas compensa el coste de inversión (176.921 €), arrojando una rentabilidad marginal.

En conjunto, este trabajo destaca la relevancia de integrar análisis técnico, estructural y económico para mejorar la eficiencia y sostenibilidad de instalaciones fotovoltaicas. La metodología aplicada resulta replicable para otros proyectos de autoconsumo en cubierta y permite fundamentar decisiones clave de mantenimiento y actualización tecnológica en base a indicadores objetivos y cuantificables.

## Bibliografía

(15 de mayo de 2025). Obtenido de solarpowerarm:

<https://solarpoweram.com/producto/inversor-growatt-max-de-125kw>

*activa energía renovables.* (1 de mayo de 2025). Obtenido de

<https://www.activaenergiasrenovables.com/que-es-y-como-funciona-la-energia-solar-fotovoltaica/>

*autoconsumoweb.* (1 de mayo de 2025). Obtenido de

<https://autoconsumoweb.es/distancia-entre-filas-de-paneles-solares/>

*clientes.grupoelektra.* (1 de mayo de 2025). Obtenido de

<https://www.clientes.grupoelektra.es/catalogo/producto/685388/1>

*enegylevante.* (1 de mayo de 2025). Obtenido de

<https://www.enegylevante.com/es/sungrow-logger-1000-ref-02-000-03244>

*energeticafutura.* (1 de Mayo de 2025). Obtenido de

<https://energeticafutura.com/blog/que-es-el-problema-del-punto-caliente-en-modulos-fotovoltaicos/>

Enerland. (s.f.).

*enfsolar.* (15 de mayo de 2025). Obtenido de <https://www.enfsolar.com/pv/panel-datasheet/monocrystalline/62869>

*enneo.* (12 de mayo de 2025). Obtenido de <https://enneo.es/todo-lo-que-debes-saber-sobre-el-revamping-fotovoltaico-y-sus-ventajas/#:~:text=El%20revamping%2C%20modernizaci%C3%B3n%20de%20instalaciones%20fotovoltaicas%2C%20es,%C3%BAtil%20han%20perdid%20eficiencia%20con%20el%20tiempo.>

*erco.energy.* (1 de Mayo de 2025). Obtenido de [https://erco.energy/us/blog/problemas-y-soluciones-inversores-solares?utm\\_source=chatgpt.com](https://erco.energy/us/blog/problemas-y-soluciones-inversores-solares?utm_source=chatgpt.com)

*Ibc solar.* (1 de mayo de 2025). Obtenido de <https://www.ibc-solar.es/productos/sistema-de-montaje/ibc-aerofix-g3/>

*Solar anywhere.* (9 de mayo de 2025). Obtenido de

[https://www.solaranywhere.com/es/2022/estimate-pv-soiling-losses-with-solaranywhere/?utm\\_source=chatgpt.com](https://www.solaranywhere.com/es/2022/estimate-pv-soiling-losses-with-solaranywhere/?utm_source=chatgpt.com)

*Statosta.* (1 de Mayo de 2025). Obtenido de  
<https://es.statista.com/estadisticas/1004390/generacion-solar-fotovoltaica-en-espana/>

**Anexos:****Anexo 1 Protocolo de mantenimiento preventivo:**

MÓDULOS		
DESCRIPCIÓN	COMPROBADO	PERIODICIDAD
Revisión de posible sombreado no previsto		6 meses
Revisión de la suciedad de los módulos		6 meses
Revisión del estado general de los módulos (células, tedlar, marcos, etc.)		6 meses
Revisión del cableado y de los conectores		6 meses
Revisión de estanqueidad en tubos Pemsa y/o canales de protección del cableado		12 meses
Revisión termográfica del módulo solar		12 meses
OBSERVACIONES		

ESTRUCTURA FIJA		
DESCRIPCIÓN	COMPROBADO	PERIODICIDAD
Revisión del estado de los carteles señalizadores de la nomenclatura de las estructuras		12 meses
Revisión del estado de la estructura (cimentación, corrosión, sujeción paneles, tornillería, etc.)		12 meses
Revisión del estado de elementos en bandeja portacables (fijaciones, conexiones y cincados)		12 meses
Revisión de conexión de estructuras a toma tierra y posición de los lastres		12 meses
OBSERVACIONES		

INVERSOR Nº X		
DESCRIPCIÓN	COMPROBADO	PERIODICIDAD
Inspección del estado del armario exterior		12 meses
Inspección y limpieza de pegatinas (riesgo eléctrico, nº serie inversor, marcado CE, características y todas aquellas señalizaciones del inversor)		12 meses
Inspección de datos display y navegación en menú		6 meses
Inspección de estado de bornas, conexiones y protecciones interiores del inversor (descargadores, automáticos, medidor de aislamiento, etc..)		6 meses
Limpieza de filtros y entradas de aire para ventilación de inversores		6 meses
Comprobación y reapriete (en caso de ser necesario) de elementos de fijación.		12 meses
Megado y recopilación del valor de conductores de salida de Inversor a Cuadro CC		12 meses
Megado y recopilación del valor de conductores de salida de Inversor a Cuadro CA		12 meses
Reapriete de conexiones, bornas, contactores y elementos inversor (en caso de ser necesario o después de termografía)		12 meses
Comprobar conexiones Bus comunicaciones elementos electrónicos		12 meses
Comprobar, documentar tensiones CA y CC (con polímetro)		6 meses
	<b>MEDICIONES</b>	
	L1	
	L2	
	L3	
	PV	
Comprobar elementos de protección (Fusibles, automáticos, descargadores, térmicos, etc.)		12 meses
Limpieza del interior del inversor, eliminación de polvo, limpieza de metacrilatos, inclusive otros elementos		12 meses
Inspección Termográfica de Inversor (Conexiones, bases, seccionador, cableado, etc.)		12 meses

OBSERVACIONES

CUADRO CORRIENTE CONTINUA X		
DESCRIPCIÓN	COMPROBADO	PERIODICIDAD
Inspección del armario exterior		6 meses
Inspección del estado de fijación del armario exterior		6 meses
Inspección de sistemas de señalización del cuadro (pegatinas riesgo eléctrico, esquema unifilar y nombre cuadro)		6 meses
Inspección del aislamiento interior (juntas, metacrilatos, etc...)		6 meses
Inspección de bornas, bornas fusibles, fusibles, conexiones, estado cables, etc...		6 meses
Inspección de descargadores de sobretensión		6 meses
		6 meses
Medición y recopilación de valores Voc de líneas, Vmpp salida y Impp Salida	MEDICIONES	
	Voc	V
	Vmpp	V
	Impp	A
Comprobación del estado de elementos de protección		12 meses
Reapriete de bornas, terminales y conexiones (en caso de que sea necesario o después de termografía)		12 meses
Limpieza mediante soplado seco del interior del cuadro, eliminación de polvo, limpieza de metacrilatos y otros elementos		12 meses
Inspección Termográfica de Cuadro CC (Conexiones, bases, seccionador, etc.)		12 meses
OBSERVACIONES		

CUADRO CORRIENTE ALTERNA 1		
DESCRIPCIÓN	COMPROBADO	PERIODICIDAD
Inspección del armario exterior		12 meses
Inspección del estado de fijación del armario exterior		12 meses
Inspección de sistemas de señalización cuadro (pegatinas riesgo eléctrico, esquema unifilar y nombre cuadro)		12 meses
Inspección del aislamiento interior (juntas, metacrilatos, etc.)		12 meses
Inspección de bornas, bornas fusibles, conexiones...		6 meses
Inspección de los elementos de protección (automáticos, toroidales, relés de disparo, etc.)		6 meses
		6 meses
<b>MEDICIONES</b>		
Medición con polímetro y recopilación de valores de líneas	L1	V
	L2	V
	L3	V
Comprobación del estado y funcionamiento de los elementos de protección		12 meses
Reapriete de bornas, terminales y conexiones (en caso de ser necesario o después de termografía)		12 meses
Limpieza mediante soplado seco del interior del cuadro, eliminación de polvo, limpieza de metacrilatos y otros elementos		12 meses
Inspección Termográfica de Cuadro CA (Conexiones, bases, seccionador, etc.)		12 meses
<b>OBSERVACIONES</b>		

SISTEMA MONITORIZACIÓN		
DESCRIPCIÓN	COMPROBADO	PERIODICIDAD
Inspección del funcionamiento de monitorización y visualización de los datos de los inversores		1 día
Inspección del funcionamiento de monitorización de datos contadores		1 día
Pruebas de adquisición de valores		6 meses
Comprobación de conexiones de componentes en el Sistema Central de monitorización		6 meses
Limpieza de elementos del sistema de monitorización		6 meses
Comprobación del sistema de fijación y estado de la antena parabólica emisora del sistema de monitorización (fijaciones, cableado, subsanación de corrosiones, etc.)		6 meses
Comprobación y limpieza de cuadros de control de monitorización		6 meses
OBSERVACIONES		

SALA TÉCNICA		
DESCRIPCIÓN	COMPROBADO	PERIODICIDAD
Inspección del funcionamiento de ventiladores, rejillas por depresión y rejillas de ventilación		6 meses
Inspección del estado de accesos (puertas y escalones)		12 meses
Inspección de tapas de fosos de la caseta		12 meses
Inspección de la no existencia de objetos obstaculizadores del flujo de ventilación de los inversores		6 meses
Inspección y funcionamiento instalación eléctrica y alumbrado de emergencia		12 meses
Inspección de posibles filtraciones en el interior		6 meses
OBSERVACIONES		

**Anexo 2 Pares de apriete:**

Tamaño de la rosca	Tabla de pares de apriete para roscas estándar Par en (Nm)					
	4.6	5.6	6.8	8.8	10.9	12.9
M2	0,13	0,16	0,26	0,35	0,49	0,59
M2,5	0,27	0,34	0,54	0,72	1,01	1,21
M3	0,48	0,60	0,96	1,28	1,80	2,16
M4	1,12	1,39	2,23	2,97	4,18	5,02
M5	2,26	2,83	4,52	6,03	8,48	10,18
M6	3,84	4,80	7,69	10,25	14,41	17,29
M7	5,13	6,42	10,27	13,70	19,25	23,10
M8	9,35	11,69	18,70	24,93	35,06	42,07
M10	18	23	37	49	70	83
M12	32	40	65	86	121	146
M14	52	65	104	138	194	233
M16	81	101	161	215	302	363
M18	112	139	222	296	417	500
M20	157	197	315	420	590	709

### **Anexo 3 Coste del revamping:**

El coste de mano de obra asociado al proceso de revamping se ha estimado en función de tres bloques principales: desmontaje e instalación de módulos, sustitución de inversores, y tareas logísticas y auxiliares. A continuación, se detalla cada uno de ellos:

#### **1. Mano de obra – Cambio de módulos fotovoltaicos → 25.380 €**

- El proceso de desmontaje de los módulos antiguos y la instalación de los nuevos implica una elevada carga de trabajo manual.
- Se ha estimado que un operario puede manipular unos 22 módulos por jornada laboral.
- 286 montados en 5 días entre 2 técnicos
- Dado que la instalación está compuesta por 3.402 módulos, serían necesarias aproximadamente 155 jornadas laborales.
- Considerando un coste medio de 150 €/jornada (incluyendo cargas sociales y gastos indirectos), se obtiene un coste base de 23.250 €.
- A este importe se le aplica un 10% adicional por coordinación de seguridad, alquiler de plataformas elevadoras, EPIs y posibles imprevistos.

#### **2. Mano de obra – Cambio de inversores → 1.600 €**

- El desmontaje e instalación de cada inversor requiere unas 4 horas de trabajo por parte de dos operarios (medio día).
- Se ha estimado un coste de 150 €/inversor.
- A este valor se le suma un importe de 250 € por trabajos de puesta en marcha y pruebas funcionales, normalmente realizadas por personal especializado o SAT (servicio técnico autorizado).

#### **3. Mano de obra – Tareas logísticas y auxiliares → 5.000 €**

- Incluye la retirada de residuos (módulos e inversores antiguos), su transporte a un gestor autorizado y la elevación de los nuevos componentes a cubierta.
- También se considera el montaje y desmontaje de medios auxiliares como andamios, carretillas elevadoras o grúas, si fuesen necesarios.
- Se estima un coste fijo de 5.000 € para cubrir todos estos trabajos complementarios.

**Anexo 4 Calculo detallado del área y de la inercia del perfil del módulo fotovoltaico:****Área:**

Se ha calculado sumando las superficies de las alas vertical y horizontal y el área del cubo hueco

$$a = 38\text{mm}$$

$$b = 35\text{mm}$$

$$c = 28\text{mm}$$

$$d = 8\text{mm}$$

$$t = 2\text{mm}$$

$$A = (a * t) + (b * t) + (c * t) + (d * t)$$

$$A = 218\text{mm}^2$$

**Inercia:**

$$I_{XX} = \frac{t*a^3}{12} + \frac{b*t^3}{12} + \frac{t*c^3}{12} + \frac{d*t^3}{12} = \text{mm}^4$$

$$I_{yy} = \frac{a*t^3}{12} + \frac{t*b^3}{12} + \frac{c*t^3}{12} + \frac{t*d^3}{12} = \text{mm}^4$$

**Teorema de Steiner:**

$$I = I_0 + a \times d^2$$

$$I_{XX} = 32262,42\text{mm}^2$$

$$I_{YY} = 10218,63\text{mm}^2$$

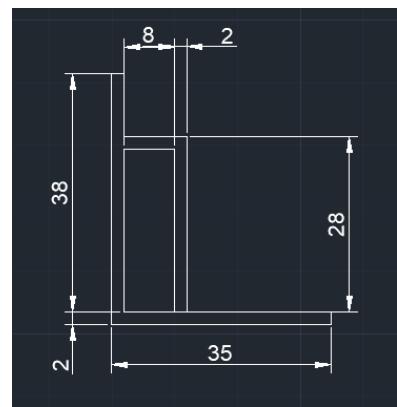


Ilustración 47 Dimensiones de los segmentos del perfil

## Anexo 5 Ficha técnica Estructura



Have sun!

Información sobre el producto

## IBC AeroFix G3

Máxima flexibilidad  
para cubiertas planas – sin  
perforación del tejado.

Tienda online:  
Encuentre aquí  
nuestros productos y más  
información.



En el IBC AeroFix G3 pueden montarse módulos con longitudes de 1500 a 2100 mm y anchuras de 980 a 1150 mm. Gracias a una junta de inclinación integrada en el soporte de montaje AeroFix, los módulos se apoyan en el sistema de montaje sin tensión mecánica. El gran número de variantes de instalación y la opción de combinar raíles de base anchos y estrechos en el mismo sistema garantizan un alto grado de flexibilidad y rentabilidad con el máximo nivel de seguridad.

As of EFINTEC 2024

IBC SOLAR AG · Am Hochgericht 10, 92331 Bad Staffelstein · +49 (0)9573-92240 · info@ibc-solares · www.ibc-solares

Datos del sistema	
Orientación del sistema opcional	sur / este-oeste
Inclinación del módulo en °	8 / 10 / 15
Tipo de módulo admisible	enmarcado
Altura admisible del marco del módulo en mm	30 a 50
Orientación del módulo	vertical u horizontal
Zona de carga máxima de nieve	3 (de conformidad con la norma EN 1991-1-3, Zona de carga máxima de nieve hasta una altitud de 615 msobre el nivel del mar)
Zona de carga máxima del viento	3 (según EN 1991-1-4, categoría de terreno I-IV), 4 bajo pedido
Tamaño mínimo del campo de módulos	2x 3 o 3x 2 módulos
Tamaño máximo del campo de módulos	20 x 20 m
Inclinación del tejado en °	0 a 10 (a partir de 5% o 2,8° se requiere una protección antideslizante)
Perforación del tejado	ninguna
Distancia mínima al borde del tejado	ninguna (<0,6 m más lastre)
Altura mínima del parapeto	ninguna
Altura máxima del edificio en m	35 (>35 m previa solicitud)
Cálculo/supuestos de carga	según el Eurocódigo. Cálculo/supuestos de carga coeficientes aerodinámicos en el túnel de viento de capa límite del WTG
Certificado estático (estática del sistema)	Mitnacht Consulting Engineers
Evaluación del viento	I.F.I Institut für Industrieaerodynamik GmbH
Capacidad de transporte de corriente de rayo	disponible
Esterilla de protección integrada para edificios	Con o sin lámina triplex de aluminio
Material	Aluminio, acero inoxidable Goma granulada
Ámbito de aplicación	Cubiertas planas y ligeramente inclinadas (lámina, betún, grava, granulado, hormigón, tejado verde)

MADE  
IN  
GERMANY

## Anexo 6 Ficha técnica módulos

**Harvest the Sunshine**

**DEEP BLUE 3.0**

**Mono**

**415W MBB Half-cell Module**  
JAM54S30 390-415/MR Series

**Introduction**

Assembled with 11BB PERC cells, the half-cell configuration of the modules offers the advantages of higher power output, better temperature-dependent performance, reduced shading effect on the energy generation, lower risk of hot spot, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.

 Higher output power

 Lower LCOE

 Less shading and lower resistive loss

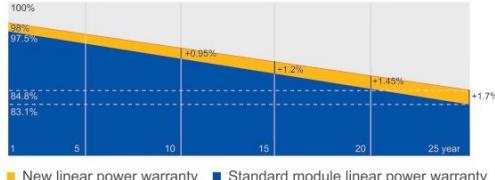
 Better mechanical loading tolerance

---

**Superior Warranty**

- 12-year product warranty
- 25-year linear power output warranty

**0.55% Annual Degradation Over 25 years**



■ New linear power warranty ■ Standard module linear power warranty

**Comprehensive Certificates**

- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001: 2018 Occupational health and safety management systems
- IEC TS 62941: 2016 Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Guidelines for increased confidence in PV module design qualification and type approval

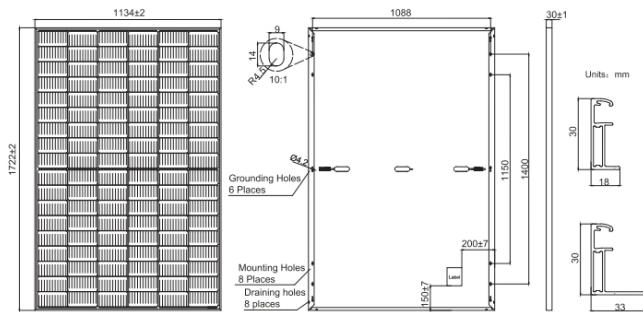
**JA SOLAR**

[www.jasolar.com](http://www.jasolar.com)

Specifications subject to technical changes and tests.  
JA Solar reserves the right of final interpretation.



## MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

## SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	21.5kg±3%
Dimensions	1722±2mm×1134±2mm×30±1mm
Cable Cross Section Size	4mm <sup>2</sup> (IEC) . 12 AWG(UL)
No. of cells	108(6x18)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	MC4(1000V) MC4-EVO2(1500V)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)400mm(-); Landscape: 1200mm(+)1200mm(-)
Packaging Configuration	36pcs/Pallet, 936pcs/40ft Container

## ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM54S30 -390/MR	JAM54S30 -395/MR	JAM54S30 -400/MR	JAM54S30 -405/MR	JAM54S30 -410/MR	JAM54S30 -415/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	390	395	400	405	410	415
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	36.85	36.98	37.07	37.23	37.32	37.45
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	30.64	30.84	31.01	31.21	31.45	31.61
Short Circuit Current(Isc) [A]	13.61	13.70	13.79	13.87	13.95	14.02
Maximum Power Current(Imp) [A]	12.73	12.81	12.90	12.98	13.04	13.13
Module Efficiency [%]	20.0	20.2	20.5	20.7	21.0	21.3
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Isc( $\alpha_{Isc}$ )		+0.045%/ $^{\circ}$ C				
Temperature Coefficient of Voc( $\beta_{Voc}$ )		-0.275%/ $^{\circ}$ C				
Temperature Coefficient of Pmax( $\gamma_{Pmp}$ )		-0.350%/ $^{\circ}$ C				
STC	Irradiance 1000W/m <sup>2</sup> , cell temperature 25 $^{\circ}$ C, AM1.5G					

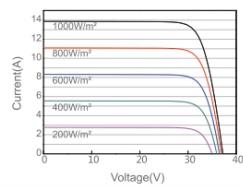
Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

## ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

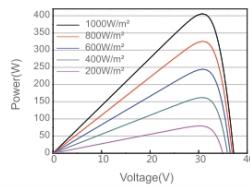
TYPE	JAM54S30 -390/MR	JAM54S30 -395/MR	JAM54S30 -400/MR	JAM54S30 -405/MR	JAM54S30 -410/MR	JAM54S30 -415/MR
Rated Max Power(Pmax) [W]	294	298	302	306	310	314
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	34.62	34.75	34.88	35.12	35.23	35.37
Max Power Voltage(Vmp) [V]	28.87	29.08	29.26	29.47	29.72	29.89
Short Circuit Current(Isc) [A]	10.89	10.96	11.03	11.10	11.16	11.22
Max Power Current(Imp) [A]	10.18	10.25	10.32	10.38	10.43	10.50
NOCT	Irradiance 800W/m <sup>2</sup> , ambient temperature 20 $^{\circ}$ C, wind speed 1m/s, AM1.5G					
Operating Conditions						
Maximum System Voltage	1000V/1500V DC					
Operating Temperature	-40 $^{\circ}$ C ~ +85 $^{\circ}$ C					
Maximum Series Fuse Rating	25A					
Maximum Static Load,Front*	5400Pa(112lb/ft <sup>2</sup> )					
Maximum Static Load,Back*	2400Pa(50lb/ft <sup>2</sup> )					
Safety Class	Class II					
Fire Performance	UL Type 1					

## CHARACTERISTICS

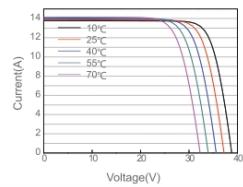
Current-Voltage Curve JAM54S30-405/MR



Power-Voltage Curve JAM54S30-405/MR



Current-Voltage Curve JAM54S30-405/MR



Premium Cells, Premium Modules

Version No. : Global\_EN\_20210119

## Anexo 7 Ficha técnica inversor

# SG125CX-P2

Inversor string multi-MPPT para sistemas de 1000 Vdc



### ALTO RENDIMIENTO

- 12 MPPTs con eficiencia máx. 98,5%
- 30 A de entrada de corriente DC, compatible con módulo FV superior a 500W+
- Modo de optimización con sombreado dinámico

### MENOR INVERSIÓN

- Compatible con cables Al de AC máx. 240 mm<sup>2</sup>
- Soporte para placa de sellado de cables tipo cajón con premontaje de cables AC

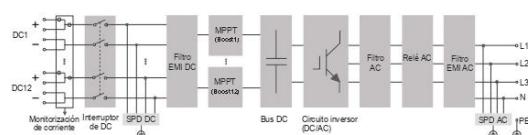
### O&M INTELIGENTE

- Diagnóstico y protección de componentes clave
- Diagnóstico de curva IV inteligente
- Función de registro de fallos en la red, sencillo para O&M remoto

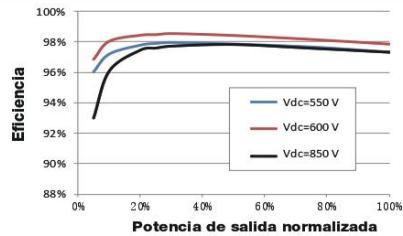
### SEGURIDAD DEMOSTRADA

- Protección IP66 y anticorrosión C5
- DC Tipo I+II SPD, AC Tipo II SPD
- Soporte para función AFCI 2.0

### DIAGRAMA DE CIRCUITO



### CURVA DE EFICIENCIA



Designación de tipo	SG125CX-P2
<b>Entrada (DC)</b>	
Potencia máx. de entrada FV recomendada	175 kW
Tensión máx. de entrada FV *	1100 V
Tensión mín. de entrada FV / Tensión de entrada de arranque	180 V / 200 V
Tensión de entrada FV nominal	600 V
Rango de tensión MPPT **	180 V - 1000 V
N.º de entradas MPP independientes	12
N.º de strings FV por MPPT	2
Corriente máx. de entrada FV	360 A (30 A * 12)
Corriente de cortocircuito DC máx.	480 A (40 A * 12)
Corriente máx. para conector DC	30 A ****
<b>Salida (AC)</b>	
Potencia de salida AC nominal	125 kW
Máxima potencia aparente de salida AC	125 kVA
Corriente máx. de salida AC	181,1 A
Corriente de salida AC nominal (a 230 V)	181,1 A
Tensión AC nominal	3 / N / PE, 220 V / 380 V; 230 V / 400 V
Rango de tensión AC	320 V - 480 V
Frecuencia nominal de red	50 Hz / 60 Hz
Rango de frecuencia de red	45 Hz - 55 Hz / 55 Hz - 65 Hz
Armónicos (THD)	< 3 % (a potencia nominal)
Factor de potencia a potencia nominal / Factor de potencia ajustable	> 0,99 / 0,8 capacitivo - 0,8 inductivo
Fases de alimentación / Conexión CA	3 / 3-N-PE
<b>Eficiencia</b>	
Eficiencia máxima	98,5 %
<b>Protección y función</b>	
Monitorización de red	Sí
Protección contra polaridad inversa de DC	Sí
Protección contra cortocircuito en AC	Sí
Protección contra corriente de fuga	Sí
Protección contra sobretensión	DC Tipo I + II / AC Tipo II
Monitorización de fallo a tierra	Sí
Interruptor de DC	Sí
Monitorización de la corriente de string FV	Sí
Función de extinción de arco (AFCI)	Sí
Función de recuperación PID	Sí
Compatibilidad con optimizador ***	Opcional
<b>Datos generales</b>	
Dimensiones (ancho * alto * fondo)	1020 mm * 795 mm * 360 mm
Peso	≤ 95 kg
Método de montaje	Soporte de montaje en pared
Topología	Sin transformador
Grado de protección	IP66
Consumo eléctrico nocturno	< 5 W
Corrosión	C5
Rango de temperatura ambiente de trabajo	-30°C - 60°C
Rango de humedad relativa permitida (sin condensación)	0 % - 100 %
Método de refrigeración	Refrigeración forzada por aire inteligente
Altitud máxima de trabajo	4000 m
Display	LED, Bluetooth+APP
Comunicación	RS485 / WLAN (opcional) / Ethernet (opcional)
Tipo de conexión DC	Evo2 (máx. 6 mm <sup>2</sup> )
Tipo de conexión AC	Terminal OT / DT (Máx. 240 mm <sup>2</sup> )
Especificación de cable AC	Diámetro exterior 30 mm - 60 mm
Certificación de red	IEC 62109-1/2, EN/IEC 61000-6-1/2/3/4, IEC 61727, IEC 62116, EN 50549-1/2/10, IEC 63027, IEC 61000-3, IEC 61683 IEC 60068 EN 50530, IEC 62093, IEC 62910, IEC 61920, IEC 60529, EN 300 328, EN301489, EN 62311, UTE C15-712-1, VDE V 0126-11, VDE-AR-N 4105:2018, VFR 2019, NC RIG, G99, UNE 217002, NTS, CEI 0-21 2019, CEI 0-16 2019, NRS-097-2-1, TOR tipo A+B y OVE R25, DEWA, VDE 4110 4120, IRR-DCC-MV, PSE 2018, UNE 217001, PEA, MEA
Soporte de red	Q en función nocturna, LVRT, HVRT, control de potencia activa y reactiva, control de rampa de potencia

\* La tensión de entrada que supera el rango de tensión de trabajo MPPT activa la protección del inversor. | \*\* Consulte en el manual de usuario el rango de tensión MPPT a plena carga.

\*\*\* Consulte a Sungrow la compatibilidad con el optimizador SP6005 antes de realizar el pedido | \*\*\*\* Validez solo para SG125CX-P2 V21 o número de serie superior a A23C0202325. Las versiones anteriores (V11, V112 y V113) están dotadas con 20 A.

© 2025 Sungrow Power Supply Co., Ltd. Todos los derechos reservados. Sujeto a cambios sin previo aviso. Versión 2 EUR MENA