



Universidad de  
Oviedo



# **ESCUELA POLITÉCNICA DE INGENIERÍA DE GIJÓN**

**MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL**

**ÁREA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**DIMENSIONAMIENTO DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA  
EN GUAM**

**D. Sergio Rodríguez García  
TUTOR: D. Cristian Blanco Charro**

**Julio 2023**

## ÍNDICE GENERAL

- Memoria descriptiva
- Planos
- Presupuesto
- Pliego de condiciones
- Estudio de seguridad y salud
- Anexos

# Memoria descriptiva

## ÍNDICE

<b>1. OBJETO Y ALCANCE DEL PROYECTO .....</b>	<b>4</b>
1.1 OBJETO .....	4
1.2 ALCANCE.....	4
<b>2. ANTECEDENTES.....</b>	<b>5</b>
2.1 SITUACIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN EL MUNDO .....	5
2.2 SITUACIÓN ENERGÉTICA EN GUAM .....	7
2.3 PROBLEMÁTICA Y POTENCIAL ENERGÉTICO DE GUAM .....	7
2.4 VENTAJAS E INCONVENIENTES DE LA ENERGÍA SOLAR FRENTE A OTRAS FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES....	9
<b>3. UBICACIÓN DE LA PLANTA.....</b>	<b>10</b>
<b>4. NORMATIVA APLICABLE.....</b>	<b>12</b>
<b>5. ELEMENTOS PRINCIPALES DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....</b>	<b>13</b>
5.1 MÓDULO FOTOVOLTAICO.....	13
5.2 INVERSOR .....	17
5.3 OPTIMIZADOR .....	19
5.4 ESTRUCTURA SOPORTE .....	19
5.5 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA.....	21
<b>6. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN.....</b>	<b>22</b>
6.1 MÓDULO FOTOVOLTAICO.....	23
6.2 ESTRUCTURA SOPORTE .....	25
6.3 POWER STATION.....	27
6.4 OPTIMIZADOR .....	29
6.5 COMBINER BOX.....	29
6.6 CABLEADO DC .....	31
6.6.1. <i>Conexión entre paneles fotovoltaicos y combiner box .....</i>	<i>32</i>

6.6.2.	<i>Conectores DC</i> .....	32
6.6.3.	<i>Conexión entre combiner box e inversor</i> .....	33
6.6.4.	<i>Conexión entre inversor y BESS</i> .....	33
6.7	CABLEADO AC .....	34
6.8	SISTEMA BESS .....	35
6.9	PROTECCIONES .....	36
6.9.1.	<i>Fusibles entre paneles solares y optimizador</i> .....	36
6.9.2.	<i>Fusibles entre optimizador y combiner box</i> .....	37
6.9.3.	<i>Fusibles entre combiner box e inversor</i> .....	38
6.9.4.	<i>Fusibles del BESS</i> .....	38
6.10	OTRA ACTUACIONES Y EQUIPOS A CONSIDERAR .....	39
6.10.1.	<i>Obra civil</i> .....	39
6.11	ESTACIÓN METEOROLÓGICA .....	41
6.12	EDIFICIO DE CONTROL .....	42
6.13	VIGILANCIA PERIMETRAL .....	43
<b>7.</b>	<b>PRECIO DE VENTA DE LA ENERGÍA</b> .....	<b>43</b>
<b>8.</b>	<b>COSTES DE EXPLOTACIÓN</b> .....	<b>44</b>
<b>9.</b>	<b>ANÁLISIS DE RENTABILIDAD</b> .....	<b>44</b>
<b>10.</b>	<b>TRABAJO FUTURO</b> .....	<b>45</b>
<b>11.</b>	<b>CONCLUSIONES</b> .....	<b>45</b>
<b>12.</b>	<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	<b>46</b>

# 1. Objeto y alcance del proyecto

## 1.1 Objeto

El objeto del presente proyecto es realizar el dimensionamiento de una planta solar fotovoltaica ubicada en Leyan, en la provincia de Mangilao (Guam) conectada a red y con almacenamiento de energía por medio de baterías de litio. La planta tendrá una potencia nominal 6 MW, y una potencia instalada de 7.607 MWp. La planta estará compuesta por 11704 paneles solares bifaciales de 650 Wp de potencia nominal, los cuales irán montados sobre una estructura con seguidor a 1 eje.

Durante el desarrollo de este documento se seleccionarán los equipos que se instalarán en la planta (panel solar, cableado e inversor) en base a criterios técnicos y económicos.

## 1.2 Alcance

Dentro del alcance del proyecto se incluye el diseño y definición de los principales equipos que componen la instalación solar fotovoltaica, así como el análisis de diferentes configuraciones de planta, escogiéndose aquella que minimice los costes por unidad de energía producida. Queda fuera del alcance del proyecto todo aquello que se encuentre fuera de los límites de la parcela donde se ubicará la planta fotovoltaica.

## 2. Antecedentes

### 2.1 Situación de la energía solar fotovoltaica en el mundo

La energía solar fotovoltaica se plantea como una de las alternativas más factibles en la actualidad para alcanzar la neutralidad de emisiones de carbono para el año 2050, objetivo que se han propuesto cumplir las principales potencias del mundo entre las que se encuentran la Unión Europea, Japón o Estados Unidos. Otros países como China o India también se han propuesto alcanzar dicho objetivo en 2060 y 2070 respectivamente.

En la actualidad, la energía solar es la tercera fuente de energía renovable más utilizada del mundo, solo superada por la energía eólica y la energía hidráulica. En el año 2021, la energía solar supuso el 3,6 % del total de energía generada a nivel mundial[1].

En cuanto a capacidad instalada, a finales del año 2022 había en el mundo un total de 1,2 TWp[2]. De todos los países, China es el que mayor capacidad de producción solar instaló en ese año, además es el país que cuenta con la mayor capacidad instalada de todo el mundo tal y como se recoge en la Figura 1.

FOR ANNUAL INSTALLED CAPACITY				FOR CUMULATIVE CAPACITY			
1		China	106 GW	1		China	414,5 GW
(2)		European Union	38,7 GW	(2)		European Union	209,3 GW
2		USA	18,6 GW	2		USA	141,6 GW
3		India	18,1 GW	3		Japan	84,9 GW
4		Brazil	9,9 GW	4		India	79,1 GW
5		Spain	8,1 GW	5		Germany	67,2 GW
6		Germany	7,5 GW	6		Australia	30 GW
7		Japan	6,5 GW	7		Spain	26,6 GW
8		Poland	4,9 GW	8		Italy	25 GW
9		Australia	3,9 GW	9		Korea	24,8 GW
10		Netherlands	3,9 GW	10		Brazil	23,6 GW

Figura 1 Top 10 países por capacidad instalada en el año 2022 y capacidad total[2].

Pese a que China se encuentra en el primer puesto del ranking, no ha sido el país que ha cubierto la mayor parte de sus necesidades energéticas por este medio. El primer puesto le corresponde a España, el cual cubrió un 19% del total de la energía consumida, seguido de Grecia con un 17,5% y Australia con un 15,7%. En contraposición, china solo produjo el 8,7% de su energía por este método, mientras que la UE produjo, de media un 6,5%[2].

En los últimos años, la generación de energía eléctrica por medio de esta tecnología aumentó de forma exponencial (Figura 2), generándose en el año 2022 un total de 1300 TWh. Los grandes productores de energía fueron China y Estados Unidos seguidos por India, Australia y España.

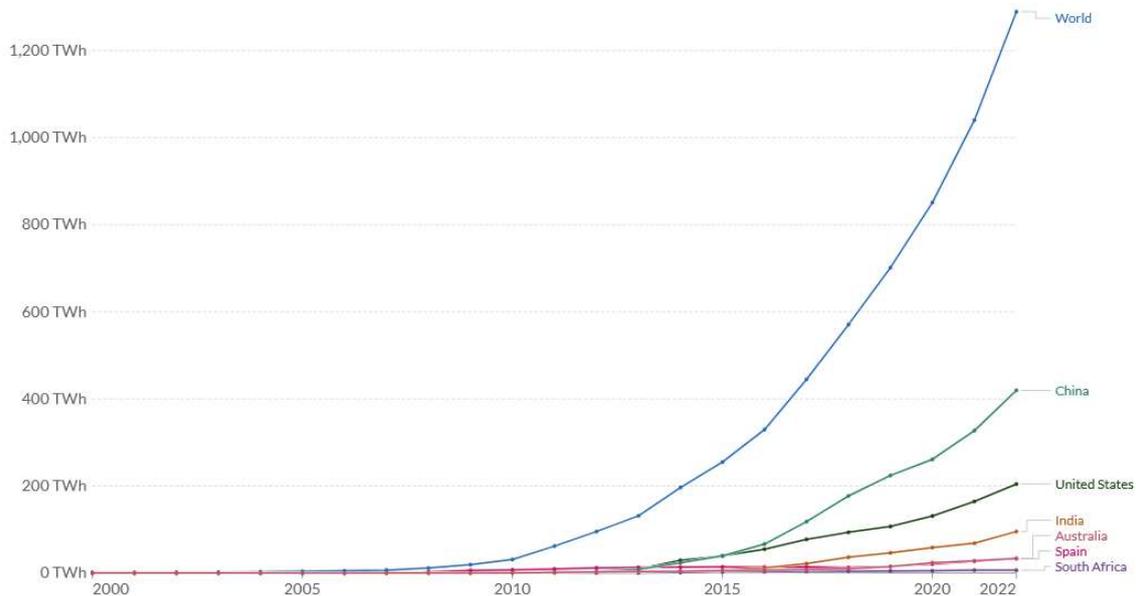


Figura 2. Producción energía eléctrica solar[3].

La evolución de la potencia instalada aumentó en un 25% en el año 2022 respecto al 2021, siendo una de las variaciones interanuales más elevadas de los últimos años. La Figura 3 recoge la capacidad de producción de energía solar instalada cada año en el periodo comprendido entre los años 2000 y 2022.

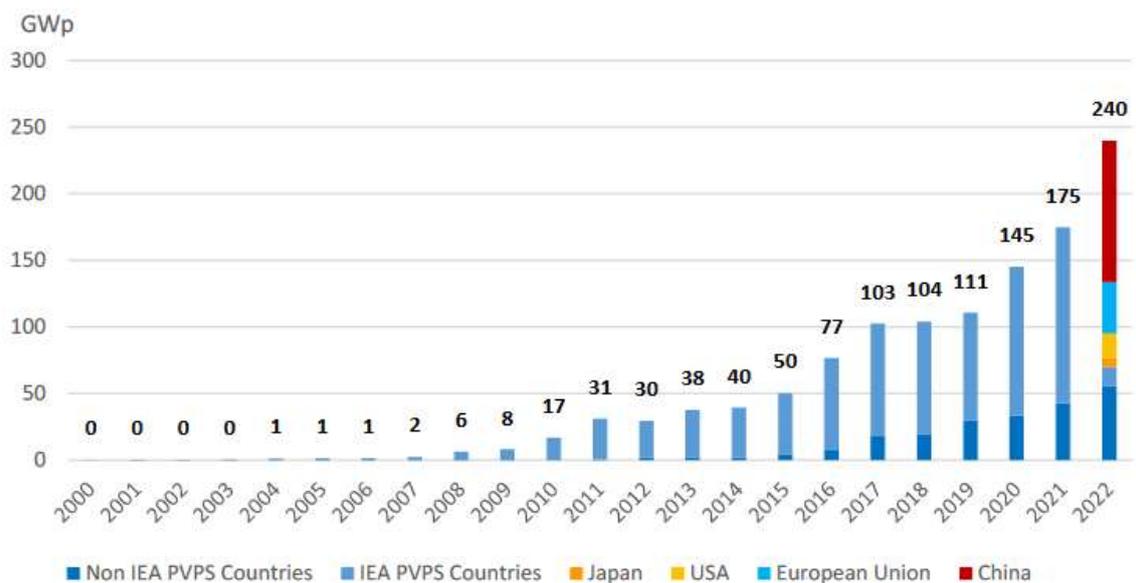


Figura 3. Capacidad instalada de generación de energía solar entre los años 2000 y 2022[4]

Algunas de las razones por las cuales se está decidiendo apostar fuertemente por esta tecnología para sustituir a las fuentes tradicionales de generación de energía eléctrica, se explican a continuación:

- **Lograr los objetivos de cero emisiones netas de carbono:** Gracias a esto se podrán reducir los efectos del cambio climático, además de mejorar la salud y bienestar de las personas.
- **Independencia energética:** En la actualidad los recursos energéticos principales (petróleo y gas natural) se encuentran en manos de países con poca estabilidad política y cuyas decisiones pueden tener graves repercusiones en todo el mundo (Crisis del petróleo de 1973 y 1979).
- **Recurso ilimitado y disponible en cualquier parte del mundo:** El sol es una fuente de energía inagotable que, en mayor o menor medida se encuentra disponible en cualquier parte del mundo.

## 2.2 Situación energética en Guam

En la actualidad la mayor parte de la energía que se consume en Guam proviene de la quema de combustibles fósiles. En 2018, esto supuso el 96% de toda la energía consumida en la isla, solo el 4% se generó mediante energía solar. En ese año la potencia instalada para la generación de energía solar era de 25,3 MW[5].

En el año 2018 la producción de energía eléctrica para el sector residencial representó tan solo el 30% del total de la energía producida, repartiéndose el resto entre el sector comercial, militar y gubernamental con un 35%, 20% y 10% respectivamente

En los últimos años se ha apostado fuertemente por el empleo de fuentes de energía renovables, lo que permitiría reducir las importaciones de combustibles fósiles, los cuales provienen en su mayoría de Asia. Se espera que para finales de 2023 se sumen otros 60 MW de energía solar a los ya se encontraban en funcionamiento a finales de 2022, haciendo un total de 120 MW[6].

## 2.3 Problemática y potencial energético de Guam

La isla de Guam forma parte de las Islas Marianas ubicadas en el Océano Pacífico Norte, las cuales son parte de los 14 estados no incorporados de Estados Unidos. Se encuentra a 2500 km de países como Japón, Filipinas o China y a 9000 km de la costa oeste de Estados Unidos. Guam no cuenta con recursos energéticos propios, por lo que todos los combustibles allí utilizados deben ser transportados en barco con el consiguiente coste económico e impacto medioambiental.

La solución al problema energético consiste en utilizar fuentes de energía renovables disponibles en la isla, que permitan el autoabastecimiento. Por su situación geográfica, recibe una gran cantidad de radiación solar, lo que la convierte en un destino idóneo para el emplazamiento de plantas solares fotovoltaicas.

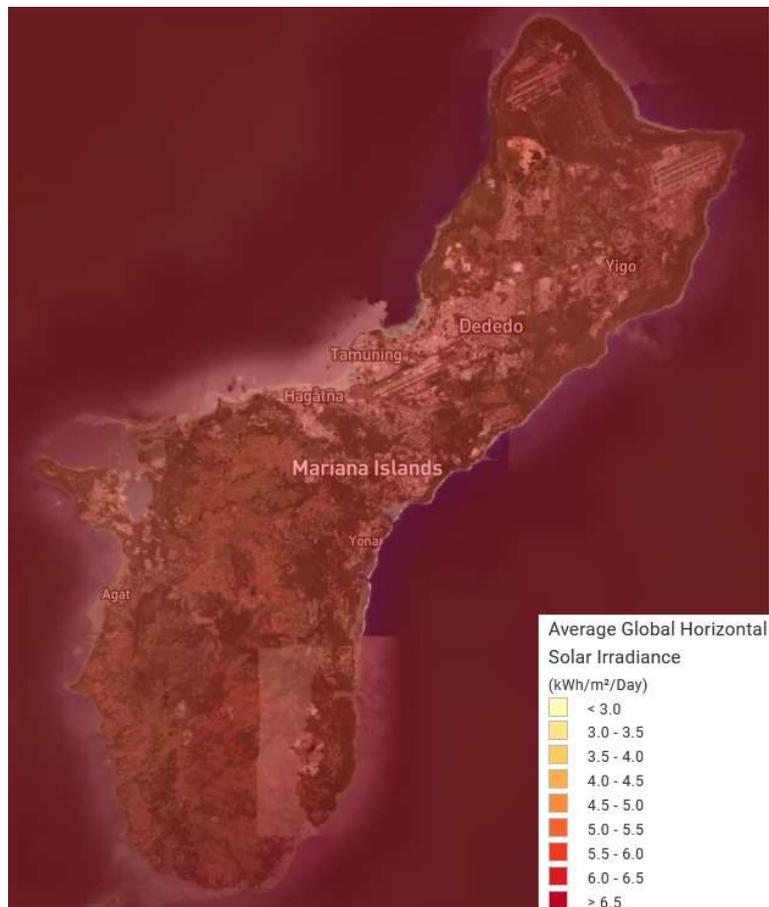


Figura 4. Radiación global incidente media en Guam [7]

## 2.4 Ventajas e inconvenientes de la energía solar frente a otras fuentes de energía renovables

Si bien la energía solar ocupa en la actualidad el tercer puesto en la generación de energía, esta ha estado sufriendo un crecimiento exponencial desde que se empezó a implementar en el año 2010 (Figura 5).

Las ventajas que presenta este tipo de tecnología frente a sus competidores son varias, y se detallan a continuación:

- Disponibilidad del recurso solar en cualquier parte del mundo.
- Se puede instalar en cualquier parte (cubiertas y fachadas de edificios, vehículos, satélites, ...).
- Poco mantenimiento.
- Poco impacto visual.
- No producen emisión de ruido.

Por el contrario, este tipo de instalaciones presentan una serie de inconvenientes, los cuales merecen ser señalados:

- Rendimiento más bajo frente a sus principales competidores.
- Requieren de una gran superficie para producir energía a escala industrial.
- A diferencia de la energía eólica o hidráulica no es capaz de producir energía por la noche.

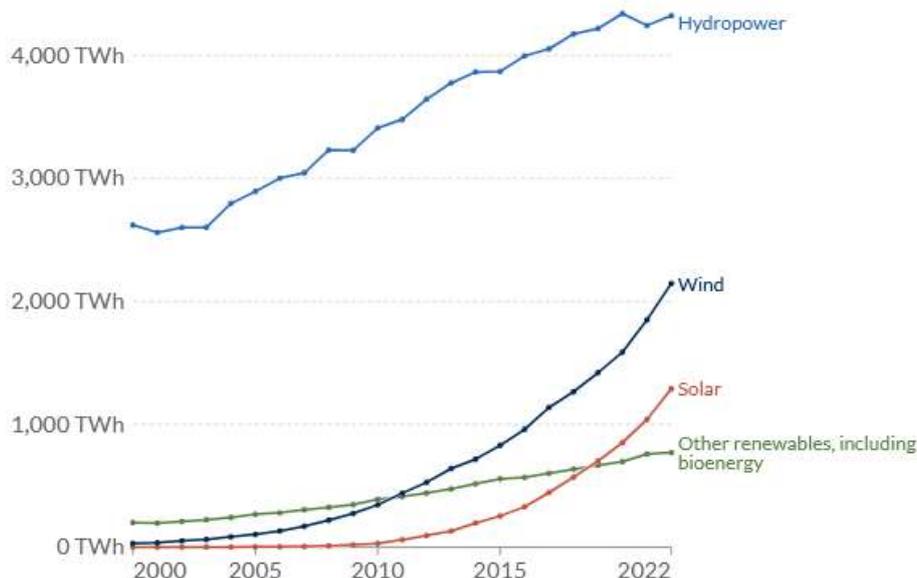


Figura 5. Evolución de la producción de energía renovable por tecnología [8]

### 3. Ubicación de la planta

La ubicación de la planta es un importante factor a tener en cuenta, ya que el terreno deberá cumplir una serie de requisitos para ser apto para alojar a la planta solar. Estos requisitos son:

- Ser lo más llano posible ya que esto facilitará las labores de construcción, además el desempeño de los módulos no se verá afectado.
- Deberá estar cerca de una carretera así como del tendido eléctrico.
- No deberá formar parte de un parque nacional y/o espacio protegido.
- No pertenecer al ejército o ser de acceso restringido.
- Evitar en la medida de lo posible montañas u otros elementos que puedan producir sombras.

Teniendo en consideración las restricciones anteriormente indicadas, se ha decidido seleccionar un terreno ubicado en las coordenadas (13,48; 144,85). La ubicación general de la planta se recoge en la Figura 6. Mientras que en la Figura 7 se muestran los límites del terreno seleccionado.

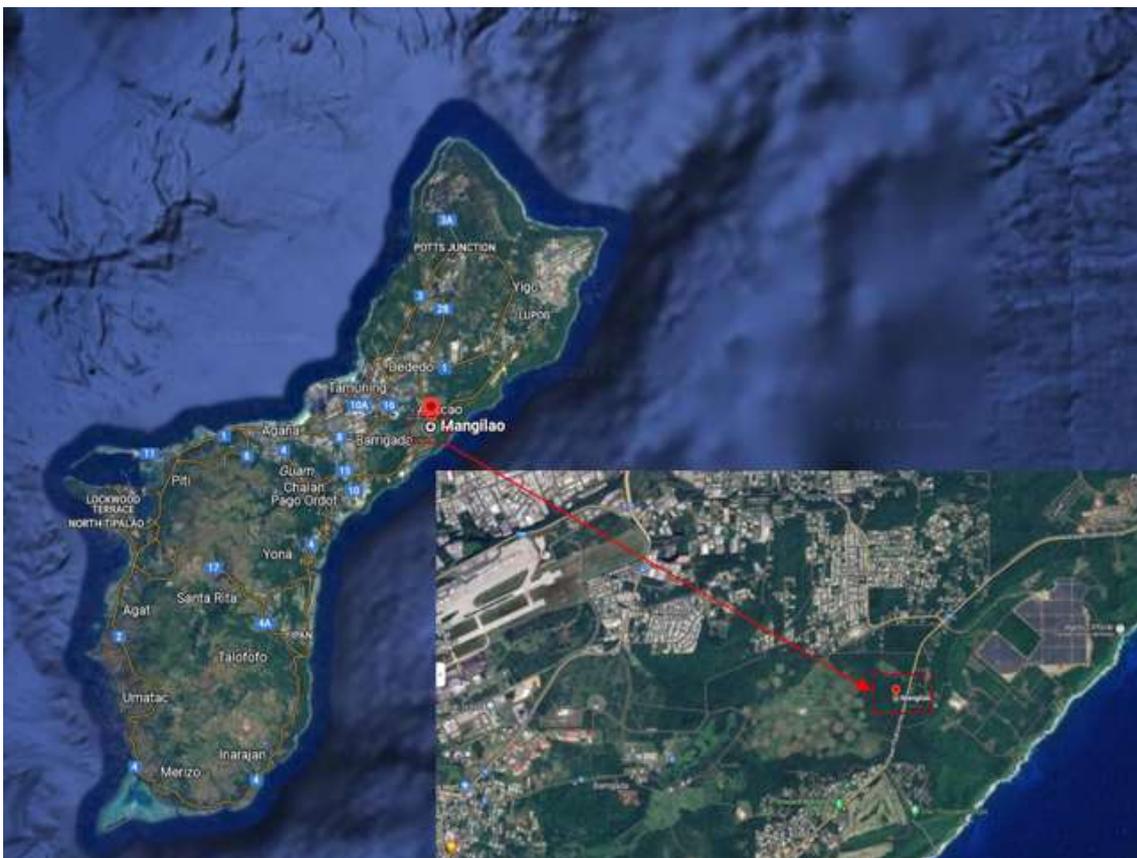


Figura 6. Localización general de la planta[9].

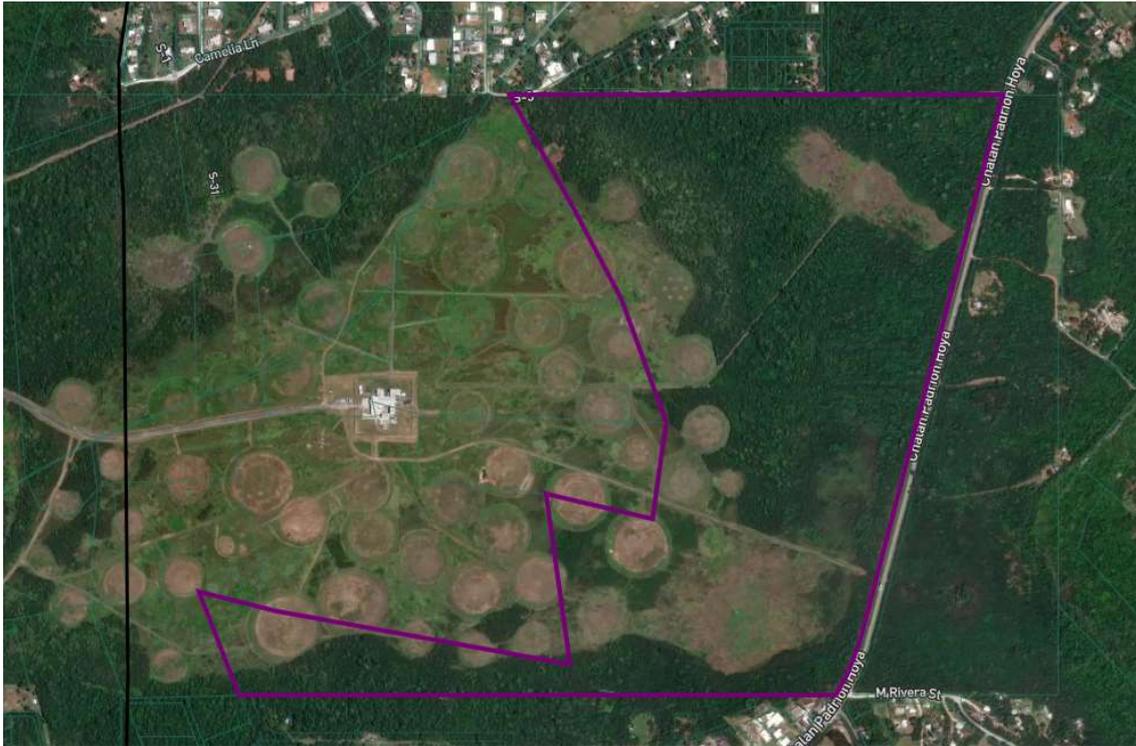


Figura 7. Terreno donde se ubicará la planta[10].

## 4. Normativa aplicable

El diseño de la planta solar deberá cumplir con una serie de normas y códigos los cuales aseguran que la instalación tenga unos mínimos aceptables de calidad y seguridad. Si la planta no cumple dichos mínimos no podrá entrar en funcionamiento y en consecuencia no podrá verter energía a la red pública. Las normas y códigos a cumplir son los siguientes:

- International Building Code (IBC) 2009
- American Association of State Highway and Transportation Officials (AASHTO) AASHTO
- Guide for Design of Pavement Structures
- AASHTO Geometric Design of Very Low-Volume Local Roads (ADT < 400)
- American Institute of Steel Construction (AISC)
- American National Standards Institute (ANSI)
- American Society for Testing and Materials (ASTM)
- American Concrete Institute (ACI)
- The Federal Highway Administration (FHWA) Gravel Roads Manual
- Manual on Uniform Traffic Control Devices (MUTCD)
- Occupational Safety and Health Administration (OSHA)
- National Electrical Manufacturers Association (NEMA)
- National Electrical Safety Code (NESC) 2017
- National Electrical Code (NEC or NFPA 70) 2017
- National Fire Protection Association (NFPA)
- International Fire Code (IFC)
- Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)
- International Electrical Testing Association (NETA)
- Guam Drainage Manual, 1980
- Guam Energy Code January 25, 2000
- CNMI and Guam Stormwater Management Manual, 2006
- Guam Soil Erosion & Sediment Control Regulations, 2001
- Guam Geodetic Network (GGN), 1993
- Property Recorded with Guam Department of Land Management
- Department of Public Works Standard Plans

## 5. Elementos principales de una instalación fotovoltaica

Una planta solar fotovoltaica está constituida por un gran número de elementos, dentro de los cuales los más importantes son el módulo fotovoltaico y el inversor. Otro elemento a considerar es la estructura soporte, ya que condicionará la cantidad de energía que los módulos son capaces de generar.

### 5.1 Módulo fotovoltaico

Es el elemento básico de toda planta solar fotovoltaica, es en este equipo donde la energía proveniente del sol se transforma en energía eléctrica.

Los módulos fotovoltaicos están compuestos por células fotovoltaicas, elementos semiconductores de silicio donde se convierte la radiación solar incidente en energía eléctrica. Una célula presenta valores de tensión y corriente muy pequeños, por lo que se agrupan en serie y paralelo conformando lo que se conoce como módulo fotovoltaico. La Figura 8 recoge el principio de funcionamiento de una célula fotovoltaica.

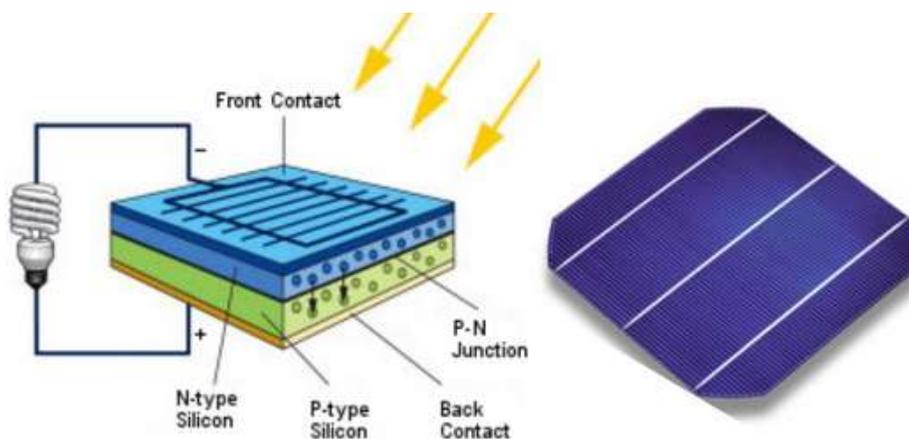


Figura 8. Esquema de funcionamiento de una célula fotovoltaica (izquierda) y aspecto de una célula solar (derecha)[11].

Las células pueden ser de diferentes tipos en función de la tecnología de fabricación empleada[12]:

- **Células de silicio monocristalino:** Es la tecnología que ofrece un mayor rendimiento, pudiendo llegar a valores de hasta el 21%, además tienen una vida útil superior respecto a

otras tecnologías y funcionan mejor en condiciones de poca luz. Su principal punto negativo es su elevado coste frente a otras tecnologías.

- **Células de silicio policristalino:** Son más sencillas de producir que las de silicio monocristalino, lo que se traduce en un menor coste. Por el contrario, tienen un peor rendimiento (13 – 16%), lo que hace que se requiera de un mayor espacio para obtener la misma potencia.
- **Capa fina:** Se pueden fabricar en grandes lotes, son flexibles y su rendimiento no se ve afectado por sombras o altas temperaturas. Su rendimiento es muy inferior al de las células de silicio policristalino (7%) y además se degradan más rápido. Su principal ventaja es su bajo coste, inferior al de las células de silicio policristalino.

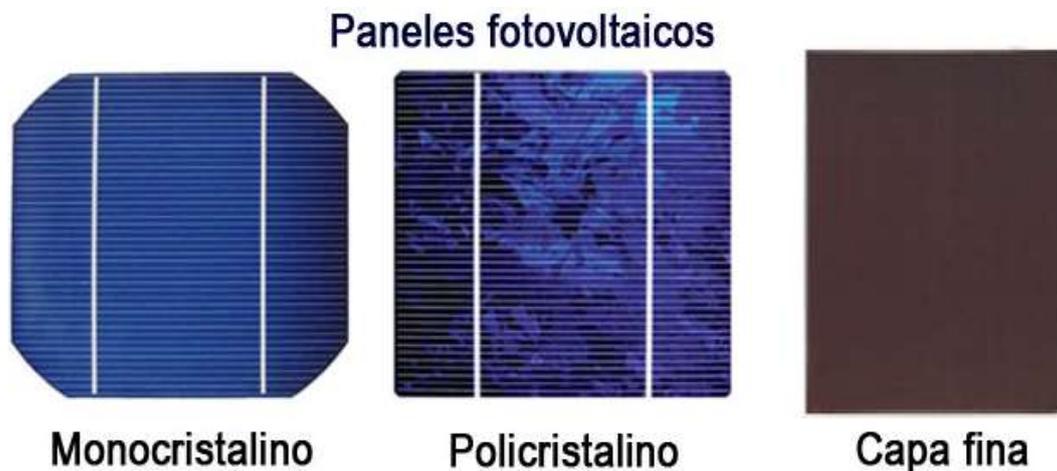


Figura 9. Aspecto de los diferentes tipos de células fotovoltaicas[12].

En función de cómo se monten las células sobre el marco del módulo fotovoltaico se obtienen dos tipos de diferentes de paneles (Figura 10):

- **Paneles monofaciales:** Su cara delantera está cubierta por un cristal y es la que está orientada al sol, mientras que la trasera está cubierta por una lámina opaca.
- **Paneles bifaciales:** Tanto su cara delantera como trasera están cubiertas por un cristal por lo que las células pueden recibir energía directamente del sol por su cara delantera y por la trasera aprovechar la energía reflejada por el suelo.

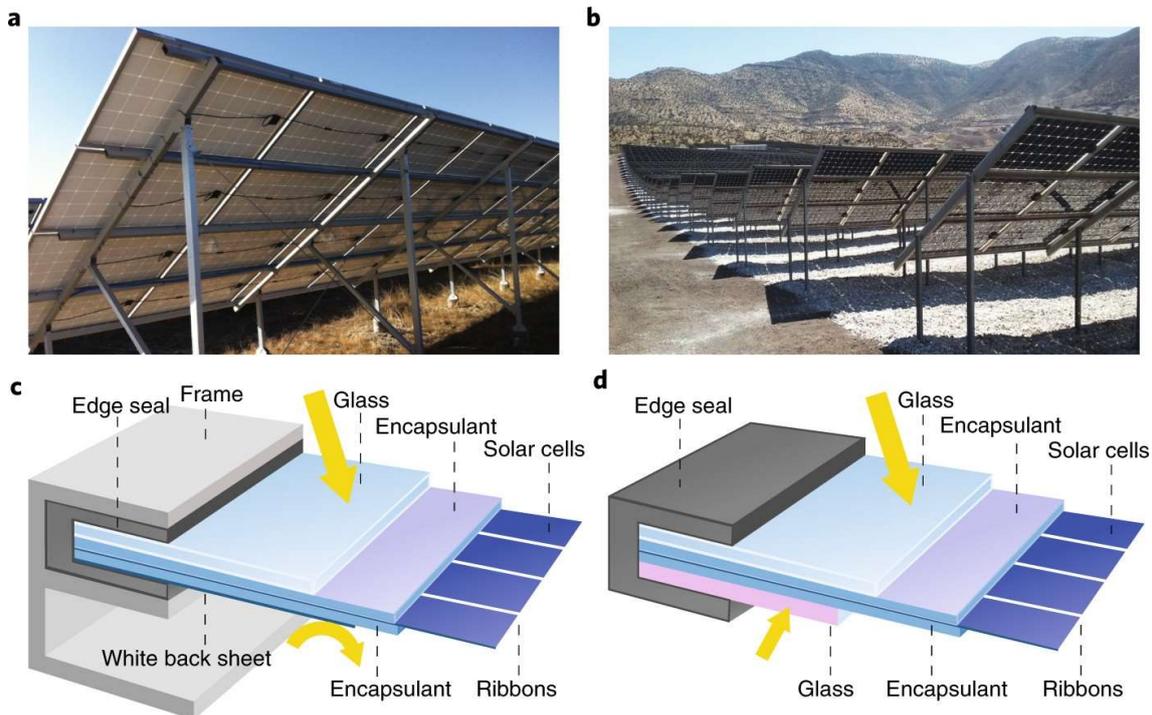


Figura 10. a) Aspecto del panel monofacial b) Aspecto del panel bifacial c) Partes de un panel monofacial d) Partes de un panel bifacial[13].

Independientemente del tipo de célula o de la forma en la que esté montada, la tensión de salida de un panel es corriente continua (DC).

Los módulos fotovoltaicos son muy sensibles a la radiación solar y a la temperatura a la que se encuentran trabajando. Una disminución en la radiación solar incidente se traduce en una menor cantidad de energía producida. Con la temperatura ocurre el efecto contrario: cuanto mayor sea la temperatura, menor energía producirá el panel. En la Figura 11 se muestran la variación de tensión e intensidad de un panel bajo diferentes condiciones de irradiancia y temperatura.

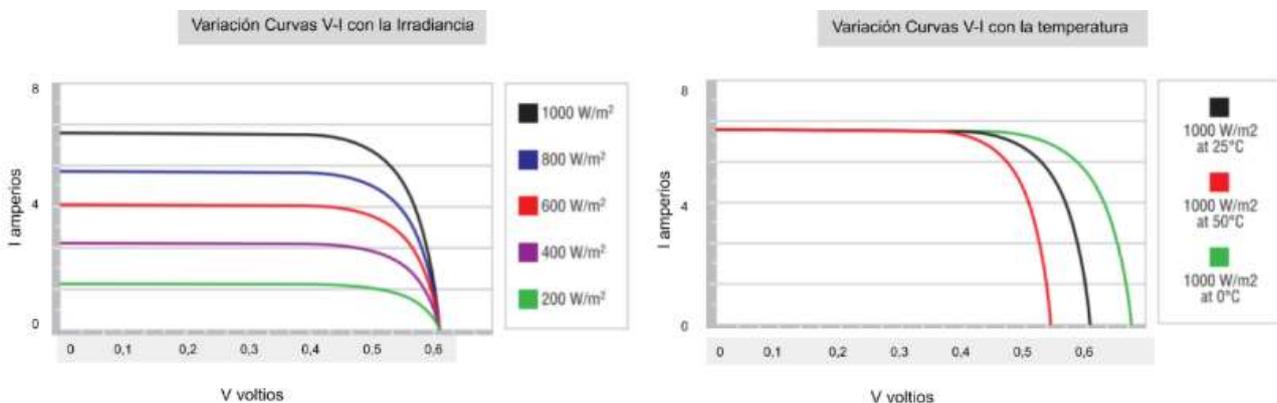


Figura 11. Variación de la tensión y corriente del panel con el nivel de irradiancia (derecha) y con la temperatura (izquierda)[14].

El producto de los valores de tensión y corriente del módulo da como resultado la curva de potencia del mismo (Figura 12). Al punto más alto de esta curva se le conoce como punto de máxima potencia o MPP (maximum power point) y es donde interesa que los módulos se encuentren trabajando, ya que la potencia generada será máxima.

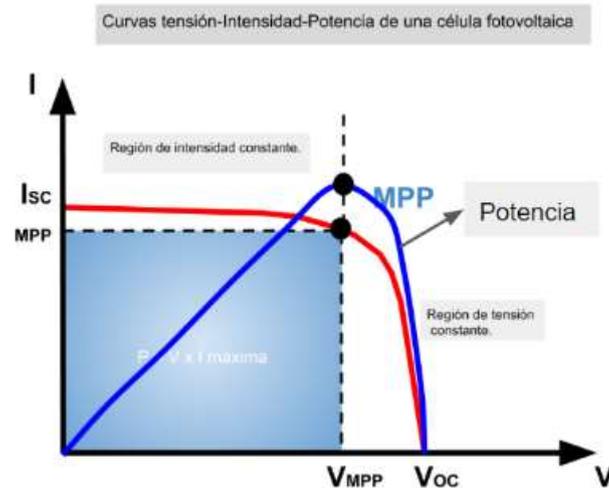


Figura 12. Curva de potencia de un módulo fotovoltaico (azul) y curva I-V (rojo)[14].

Los módulos fotovoltaicos están compuestos por semiconductores, los cuales producen electricidad cuando la radiación solar incide sobre ellos. Cuando no reciben radiación, bien porque no hay luz solar o porque se han producido sombras, los módulos pasan a comportarse como un elemento resistivo por el cual circulará una corriente (y en consecuencia consumirán energía). Para evitar que esto suceda, los módulos generalmente traen incorporados unos diodos de by-pass, ubicados en las junction box, (comúnmente abreviadas como J-box). La Figura 13 recoge el aspecto de este sistema así como su funcionamiento.

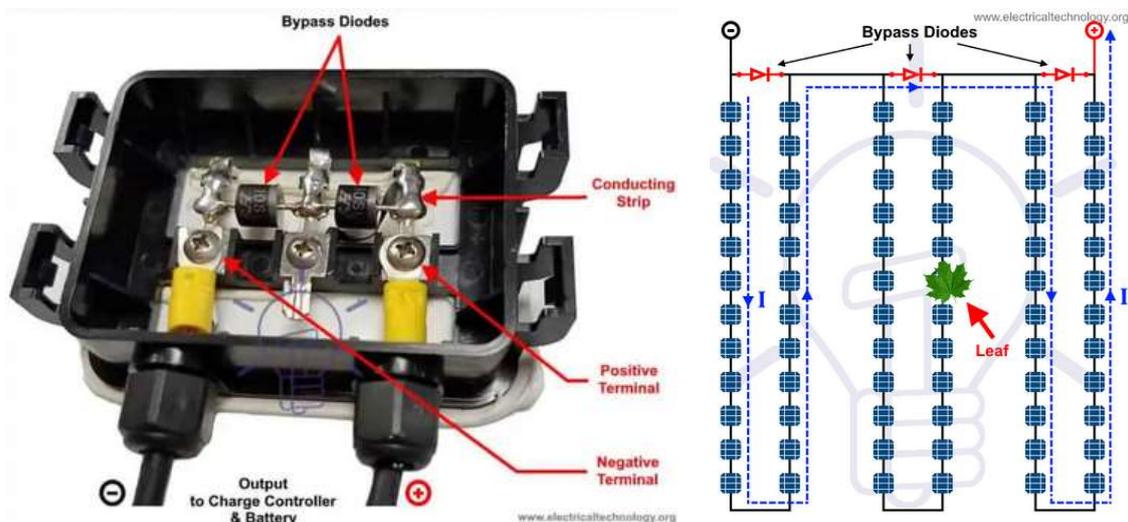


Figura 13. Aspecto de una J-box (izquierda) y principio de funcionamiento (derecha)[15]

## 5.2 Inversor

Es el encargado de convertir la corriente continua (DC), proveniente de los paneles solares en corriente alterna (AC). Para que se pueda verter la energía generada a la red pública, el inversor deberá ser capaz de ajustar sus valores de salida a la tensión, frecuencia y forma de onda de la red.

En las instalaciones fotovoltaicas existen dos tipos de inversores:

- **Inversor central:** Se trata de un equipo inversor de gran potencia al cual se le conectan los módulos fotovoltaicos, dependiendo del modelo y fabricante, el inversor puede no tener capacidad para mantener en el punto de máxima potencia a cada uno de los grupos de módulos. Entre sus principales ventajas se encuentran su bajo precio por unidad de potencia instalada, y su rápida puesta en marcha.



Figura 14. Inversor central de SMA[16].

- **Inversor string:** Se trata de inversores de menor potencia que se ponen a trabajar de forma simultánea. Este tipo de equipos suele contar con varios canales de entrada, lo que permite realizar un mejor seguimiento del punto de máxima potencia de los módulos. El coste por unidad de potencia es más caro y su puesta en marcha es más compleja.



Figura 15. Inversor string de SMA[17].

- **Power station:** Se trata de una solución en la que se agrupan uno o varios inversores centrales y un transformador en un contenedor de medidas estandarizadas. Entre sus principales ventajas se encuentran una mayor facilidad en el transporte de equipos, y una rápida puesta en marcha.



Figura 16. Power station de Ingeteam[18]

### 5.3 Optimizador

También denominado string optimizer, se trata de un convertidor DC-DC al que se le conectan varias cadenas de módulos. Garantiza que en todo momento, cada una de las cadenas conectadas se encuentre trabajando en su punto de máxima potencia.

No es un equipo imprescindible en una instalación solar fotovoltaica, pero sí que es muy recomendable utilizarlo cuando el inversor seleccionado no cuenta con el número suficiente de entradas de regulación del punto de máxima potencia (MPPT).



Figura 17. Optimizador de AMPT[19].

### 5.4 Estructura soporte

Los módulos fotovoltaicos precisan de una estructura sobre la que apoyarse y mantener una inclinación que les permita generar la mayor cantidad de energía. Estas estructuras deben ser lo suficientemente ligeras como para poder ser transportadas y lo suficientemente resistentes como para soportar las acciones climáticas como son el viento o la nieve.

Las estructuras se pueden clasificar en dos bloques:

- **Estructuras fijas:** Son las más sencillas y económicas, permiten que los paneles tengan un ángulo de inclinación fijo. Este tipo de estructuras suelen estar construidas en acero, aunque también existen soluciones de hormigón o incluso madera en función de los requerimientos del emplazamiento (Figura 18).



Figura 18. Estructura fija metálica (izquierda) y estructura fija de hormigón (derecha)[20].

- **Estructuras móviles:** Permiten la orientación de los paneles en función de la posición del sol, permitiendo generar una mayor cantidad de energía. Son más caras que las estructuras fijas, aunque en ocasiones su elevado coste puede estar justificado.

Dentro de este grupo existen dos tipos:

- **1 eje:** Los paneles solares se mueven a lo largo de un eje que puede ser azimutal u horizontal.
- **2 ejes:** Los paneles se mantienen siempre perpendiculares al sol.



Figura 19. Estructura con seguidor a 1 eje (derecha)[21] y estructura con seguidor a 2 ejes (izquierda)[22].

## 5.5 Sistema de almacenamiento de energía

La producción de energía solar no es algo que se pueda controlar y como sucede en la mayoría de ocasiones, la generación y el consumo de energía no son simultáneos. Además la energía generada debe ser consumida en ese mismo instante en el que se genera.

En la actualidad existen múltiples tecnologías que permiten el almacenamiento de energía, algunas de ellas pueden ser por bombeo, volantes de inercia o química, siendo esta última la que se ha decidido implementar.

Al conjunto de baterías integradas con toda la electrónica necesaria para su correcto funcionamiento se le denomina Battery Energy Storage System, comúnmente abreviado como BESS. Estas soluciones se plantean comercialmente de múltiples formas, siendo una de ellas la integración en un contenedor de 20 o 40 ft, lo que facilita su transporte y puesta en marcha. Un ejemplo de este tipo de sistemas se representa en la Figura 20.



Figura 20. Sistema BESS en container de 40 ft[23].

Además de almacenar la energía excedente producida, estos sistemas también pueden ser usados para arbitraje de energía o para control de rampas entre otras posibilidades.

## 6. Descripción de la instalación

La planta proyectada convierte la energía procedente del sol en energía eléctrica a través de los módulos fotovoltaicos montados sobre una estructura provista de un seguidor a 1 eje orientado en la dirección N-S. Dicha estructura se encontrará fijada al terreno. Al conjunto de módulos fotovoltaicos se les denominará generador fotovoltaico. La selección del módulo fotovoltaico, el optimizador, el inversor y la separación entre filas se explica con detalle en el *Anexo I: Dimensionado generador fotovoltaico*.

La planta tendrá una potencia nominal de 6 MW así como una potencia pico instalada en el generador fotovoltaico de 7,607 MWp. También contará con un sistema de almacenamiento de energía por medio de baterías de litio de capacidad nominal 5760 kWh cuyo objetivo será almacenar la energía excedente producida para su posterior vertido a la red. El sistema también podrá ser utilizado para arbitraje de precios o control de rampas, estos modos de funcionamiento no se estudiarán en este proyecto.

Se instalarán optimizadores entre las cadenas de módulos y el inversor con el objetivo de maximizar la energía extraída. Para asegurar la protección de la instalación eléctrica y los equipos que la componen, se colocarán elementos de protección en caso de que se produzca un cortocircuito en alguno de los puntos de la instalación.

En la Tabla 1 se resumen las características principales de la instalación.

<b>Configuración de la planta solar fotovoltaica</b>	
<b>Potencia pico (MWp)</b>	6
<b>Potencia nominal (MWp)</b>	7,607
<b>Ratio DC/AC</b>	1,268
<b>Separación entre filas (m)</b>	6,5
<b>Número de módulos fotovoltaicos</b>	11704
<b>Número de módulos en serie</b>	22
<b>Número de módulos en paralelo</b>	1
<b>Número de optimizadores</b>	266
<b>Número de seguidores</b>	134
<b>Número de combiner box</b>	20
<b>Número de inversores</b>	2
<b>Número de transformadores</b>	1

Tabla 1. Resumen configuración planta fotovoltaica

En los siguientes subapartados se expondrán los elementos principales que se han seleccionado para construir la planta solar. Aunque en cada uno de los apartados se recogen las principales características eléctricas y/o mecánicas de los equipos, al final de los correspondientes anexos se encuentran agrupadas las hojas de características.

En la Figura 21 se muestra la disposición típica de los equipos en este tipo de plantas, en este proyecto además de los elementos mostrados se han instalado optimizadores, los cuales se colocarán entre los módulos fotovoltaicos y la combiner box, también se va a instalar un sistema de almacenamiento de energía por medio de baterías (BESS), el cual se conectará al inversor.

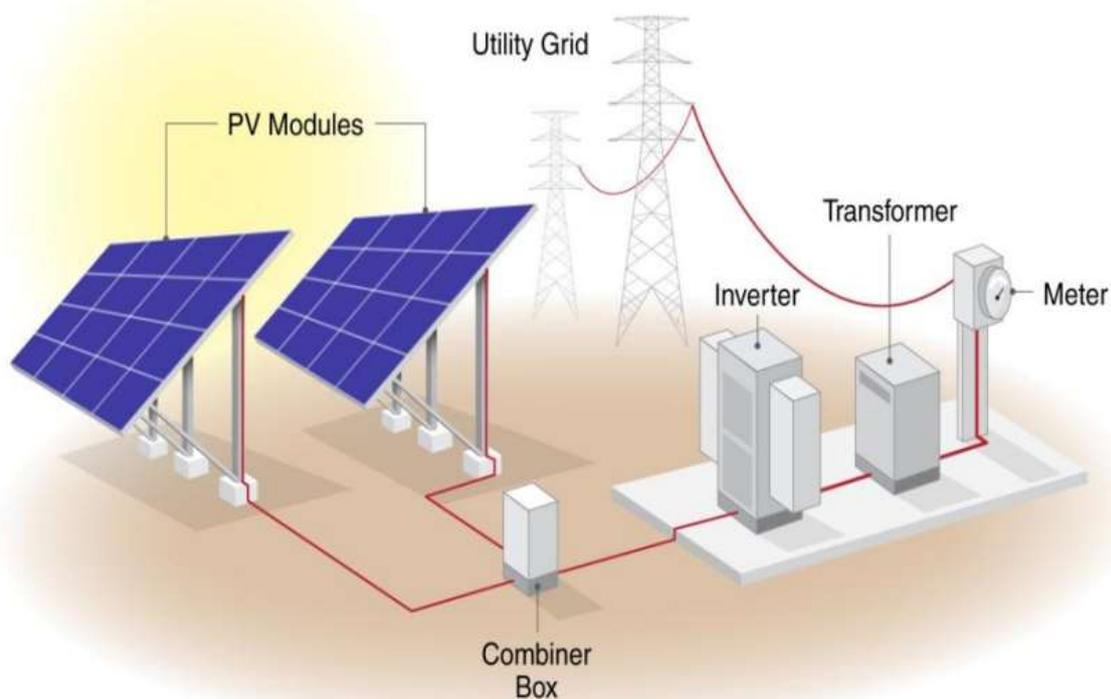


Figura 21. Esquema de una planta solar fotovoltaica[24]

## 6.1 Módulo fotovoltaico

Es el elemento principal de la instalación, en él se convierte la energía proveniente del sol en energía eléctrica. Se ha seleccionado un módulo de silicio monocristalino bifacial del fabricante Canadian Solar, modelo BiHiKu7 CS7N-650MB-AG de potencia nominal 650 Wp.

Tanto para los cálculos de generación de energía como los cálculos eléctricos, se considerará que el panel se encuentra trabajando con un aumento de energía por bifacialidad del +5%. Las principales

características tanto para si se considera el panel como monofacial como bifacial se recogen en la Tabla 2.

<b>Características eléctricas del panel solar</b>	
<b>Modelo</b>	BiHiKu7 CS7N-650MB-AG
<b>Tecnología</b>	Silicio monocristalino
<b>Características nominales</b>	
<b>Potencia nominal (<math>W_p</math>)</b>	650
<b>Tensión en el punto de máxima potencia (<math>V_{MPP}</math>) (V)</b>	37,9
<b>Corriente en el punto de máxima potencia (<math>I_{MPP}</math>) (A)</b>	17,16
<b>Tensión en circuito abierto (<math>V_{OC}</math>) (V)</b>	45
<b>Corriente de cortocircuito (<math>I_{SC}</math>) (A)</b>	18,39
<b>Eficiencia (%)</b>	20,9
<b>Características nominales +5% bifacialidad</b>	
<b>Potencia nominal (<math>W_p</math>)</b>	683
<b>Tensión en el punto de máxima potencia (<math>V_{MPP}</math>) (V)</b>	37,9
<b>Corriente en el punto de máxima potencia (<math>I_{MPP}</math>) (A)</b>	18,03
<b>Tensión en circuito abierto (<math>V_{OC}</math>) (V)</b>	45
<b>Corriente de cortocircuito (<math>I_{SC}</math>) (A)</b>	19,31
<b>Eficiencia (%)</b>	22

Tabla 2. Características eléctricas del panel solar BiHiKu7 CS7N-650MB-AG[25].

Si bien las características eléctricas sirven para dimensionar el resto de equipos que conforman la planta solar, las características mecánicas recogidas en la Tabla 3 sirven para conocer como está construido el panel y poder seleccionar o dimensionar la estructura soporte de manera adecuada.

<b>Características mecánicas del panel solar</b>	
<b>Modelo</b>	BiHiKu7 CS7N-650MB-AG
<b>Tecnología</b>	Silicio monocristalino
<b>Disposición de las células</b>	132 [2 x (11 x 6)]
<b>Dimensiones (mm)</b>	2384 x 1303 x 35
<b>Peso (kg)</b>	37,9

Tabla 3. Características mecánicas del panel solar BiHiKu7 CS7N-650MB-AG[25].

La apariencia del panel así como sus dimensiones principales quedan recogidas en la Figura 22.

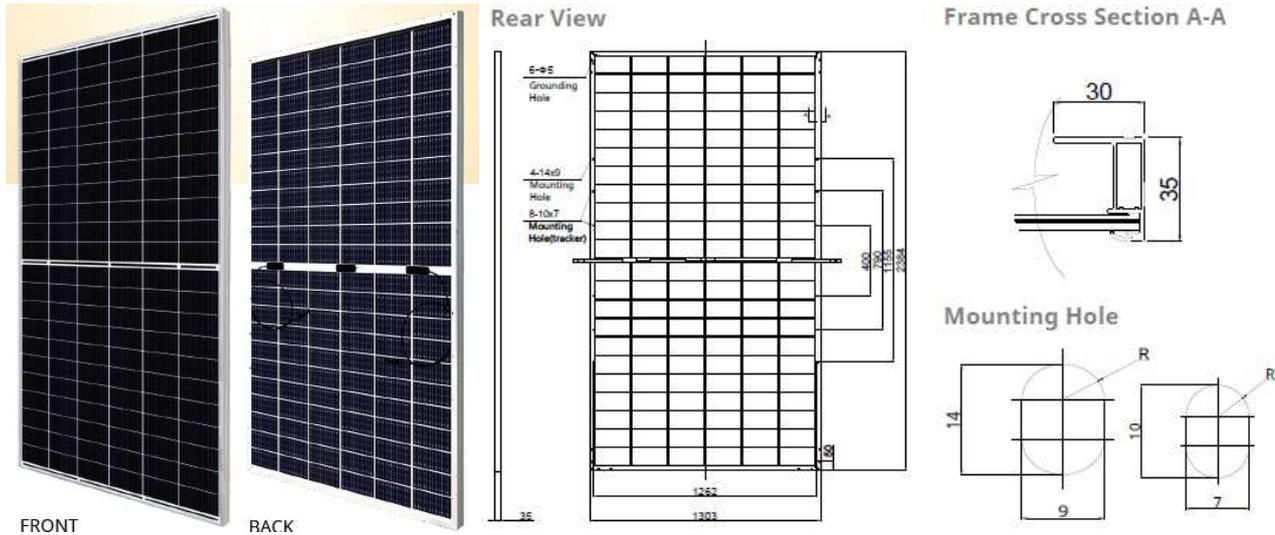


Figura 22. Apariencia del panel (izquierda) y dimensiones principales (derecha)[25].

Expuestas las principales características técnicas y mecánicas, en la siguiente tabla se resume el número de módulos necesarios para la construcción de la planta.

Módulos fotovoltaicos necesarios	
Modelo	Cantidad
Canadian Solar BiHiKu7 CS7N-650MB-AG	11704

Tabla 4. Resumen cantidad de módulos necesaria

## 6.2 Estructura soporte

La estructura soporte permite apoyar y orientar los módulos fotovoltaicos. Se ha decidido utilizar una estructura con seguidor a 1 eje en el plano horizontal del fabricante STI Norland modelo STI-H250. El eje del seguidor se dispondrá en dirección Norte-Sur lo que permitirá realizar un seguimiento solar en la trayectoria Este-Oeste. Con el fin de evitar que se produzcan sombras entre filas de módulos, estas se encontrarán separadas una distancia de 6,5 metros.

El sistema de seguimiento estará accionado por un motor eléctrico el cual puede alimentarse de forma independiente gracias a un panel solar integrado. Además cuenta con una batería de respaldo y también permite la alimentación de forma externa en caso de que se produzca algún tipo de avería en los sistemas anteriormente mencionados.

El conjunto de seguidores deberá estar diseñado para soportar fuertes rachas de viento ya que la isla es ocasionalmente golpeada por fuertes tifones.



Figura 23. Seguidores solares STI Norland H250[26]

Las principales características técnicas del seguidor STI-H250 se recogen en la tabla mostrada a continuación.

Características seguidor solar	
Modelo	STI - H250
Tipo de seguidor	Eje horizontal (HSAT)
Área del seguidor aprox. (m <sup>2</sup> )	250
Número de filas	2
Número de postes por seguidor	19
Ángulo de giro (º)	110 (+/-55)
Alimentación	Autoalimentado, baterías o desde red
Consumo eléctrico (kWh/día)	<0,45
Potencia del motor (W)	100
Control de seguimiento	NREL SOLPOS algoritmo astronómico con PLC
Gestión de sombras	Algoritmo de Backtracking
Gestión de viento	Abanderamiento personalizable

Tabla 5. Características técnicas seguidor solar STI - H250[27].

Como se observa en la Tabla 5, la estructura seguidora cuenta con el sistema Backtracking integrado, este sistema permite evitar que se produzcan sombras entre paneles durante las primeras y últimas horas del día, consiguiendo así una mayor producción de energía. Es importante recalcar que este sistema no mejora la irradiancia que reciben los módulos, solo evita que no se produzcan sombras.

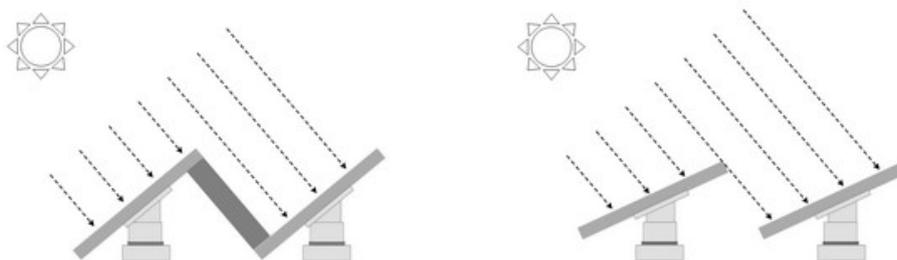


Figura 24. Comparativa de un sistema sin Backtracking (izquierda) con uno con Backtracking (derecha)

Expuestas las principales características técnicas del seguidor seleccionado, en la siguiente tabla se resumen los seguidores necesarios para la construcción de la planta.

Seguidores necesarios	
Modelo	Cantidad
STI Norland H250	134

Tabla 6. Resumen cantidad de seguidores necesarios

### 6.3 Power station

Se ha seleccionado el equipo MV POWER STATION 6000 del fabricante SMA como equipo encargado de convertir la corriente continua (DC) proveniente del campo fotovoltaico en corriente alterna (AC) a media tensión. La power station está compuesta por dos inversores modelo SUNNY CENTRAL 3000-EV del fabricante SMA de 3MW de potencia cada uno, los inversores se encuentran conectados a un transformador de media tensión.



Figura 25. MV Power station 6000 de SMA[28].

Las características técnicas de los inversores que componen la power station se recogen en la Tabla 7.

Características inversor	
Fabricante	SMA
Modelo	SUNNY CENTRAL 3000-EV
Tensión máxima de entrada (V)	1500
Tensión mínima de arranque (V)	1077
Rango seguimiento MPPT (@35°C)	956 - 1200
Corriente máxima de entrada ( $I_{DC, Max}$ ) (@35°C) (A)	3200
Corriente máxima de cortocircuito ( $I_{sc}$ ) (@35°C) (A)	6400

<b>Eficiencia máxima (%)</b>	98,8
<b>Frecuencia (Hz)</b>	50/60
<b>Tensión nominal de salida (V)</b>	655
<b>Rango tensión de salida (V)</b>	524 - 721
<b>Corriente nominal de salida (<math>I_{AC, Max}</math>) (A)</b>	2646

Tabla 7. Características técnicas del inversor SMA SUNNY CENTRAL 3000-EV[29].

Los inversores están conectados a un transformador elevador, el cual se encarga de ajustar la tensión de salida de los inversores a la tensión de red. Aunque no se conoce el modelo del transformador que se encuentra integrado en la power station, sí que se conocen los valores de salida en media tensión del mismo. Estos valores quedan recogidos en la Tabla 8.

<b>Características transformador</b>	
<b>Fabricante</b>	SMA
<b>Modelo</b>	-
<b>Tensión de salida (kV)</b>	11 – 35
<b>Frecuencia (Hz)</b>	50/60
<b>Corriente de salida (@33 kV) (A)</b>	105
<b>Refrigeración</b>	ONAF/KNAF
<b>Pérdidas en vacío (Standard) (kW)</b>	4,5
<b>Pérdidas de cortocircuito (Standard) (kW)</b>	45,5

Tabla 8. Características técnicas del transformador integrado en la power station[28].

Expuestas las principales características técnicas del power station seleccionado, y las características principales de los distintos equipos que lo constituyen, en la siguiente tabla se resume el número de equipos necesarios para la construcción de la planta.

<b>Power station necesarias</b>	
<b>Modelo</b>	<b>Cantidad</b>
<b>SMA MV POWER STATION 6000</b>	1
<b>SMA SUNNY CENTRAL 3000-EV</b>	2
<b>Transformador</b>	1

Tabla 9. Resumen equipos necesarios en la power station.

## 6.4 Optimizador

Se ha seleccionado un optimizador del fabricante AMPT modelo V1250-32-24. A él se le conectarán dos strings (22 módulos por string) de módulos fotovoltaicos. Su salida se conectará a una de las entradas de la combiner box.

Las características principales del optimizador empleado se recogen en la Tabla 10

Características optimizador	
Fabricante	AMPT
Modelo	V1250-32-24
Entrada	
Tensión máxima (V)	1500
Tensión de arranque (V)	390
Corriente máxima por entrada ( $I_{mp}$ ) (A)	19,2
Corriente de cortocircuito por entrada ( $I_{sc}$ ) (A)	21,2
Rango de seguimiento MPP	300 – 1190
Número de entradas	2
Salida	
Rango de tensión	0 – 1250
Tensión de salida a plena carga	1190
Tensión de salida en circuito abierto (V)	1250
Corriente máxima de salida (A)	24
Potencia máxima a la salida ( $kW_{dc}$ )	28,4
Eficiencia máxima (%)	99,5

Tabla 10. Características técnicas del optimizador APMT V1250-32-24[30].

La siguiente tabla recoge el número de optimizadores necesarios.

Combiner box necesarias	
Modelo	Cantidad
AMPT V1250-32-24	266

Tabla 11. Cantidad de optimizadores necesarios.

## 6.5 Combiner box

Las combiner box, también denominadas cajas de agrupación, se colocarán entre los optimizadores y la power station, su función es agrupar los distintos circuitos provenientes de los optimizadores para así obtener un único circuito a la salida.

Este tipo de equipos pueden ser pasivos, es decir no realizan funciones de monitorización, o pueden monitorizar el estado de cada una de las diferentes ramas que tienen conectadas. La ventaja de una caja con monitorización es que pueden ayudar a detectar anomalías, y permite actuar ante ellas de manera rápida. Otra de sus funciones (independientemente de que se trate de una caja pasiva o con monitorización) es aislar una zona de paneles en caso de que sea necesario realizar tareas de mantenimiento o reparar alguna avería.

Se han seleccionado cajas de conexión pasivas ya que en esta planta los valores de tensión y corriente provendrán de la salida del optimizador colocado aguas arriba. Dados los particulares requisitos de la planta no se ha encontrado ninguna combiner box comercial que satisfaga los requisitos de la planta, por lo que se ha decidido instalar una fabricada a medida por GANTNER INSTRUMENTS.



Figura 26. Combiner box del fabricante GANTNER similar a la pedida[31].

Las principales características de la combiner box personalizada se recogen en la Tabla 12.

Características combiner box	
Fabricante	GANTNER INSTRUMENTS
Modelo	CUSTOM
Tensión del sistema (V)	1500
Grado de protección	IP65
Número de entradas	16
Sección de cable de entrada (mm <sup>2</sup> )	10
Método de conexión	Directo
Tamaño del fusible	22x65

<b>Corriente del fusible</b>	50
<b>Sección del cable de salida (mm<sup>2</sup>)</b>	400
<b>Seccionador (A)</b>	400
<b>Protección contra sobretensiones</b>	Tipo 2

Tabla 12. Características principales de la combiner box.

Expuestas las principales características técnicas de la combiner box que se instalará, se resume en la siguiente tabla el número de combiner box necesarias.

<b>Combiner box necesarias</b>	
<b>Modelo</b>	<b>Cantidad</b>
<b>GANTNER INSTRUMETS - CUSTOM</b>	20

Tabla 13. Cantidad de combiner boxes necesarias.

## 6.6 Cableado DC

Se denominará cableado DC a todos los cables utilizados para conectar aquellos elementos que se encuentren aguas arriba del inversor. Los cables generalmente están fabricados en cobre debido a las excelentes propiedades eléctricas de este material, aunque en los últimos años se está viendo sustituido por el aluminio, un material con peores propiedades eléctricas pero con un coste muy inferior.

En una planta solar existen varias zonas, y en cada una de ellas se utilizará un tipo de cable con una sección que no tienen por qué corresponderse con ningún otro tramo. Los cálculos correspondientes al cableado DC se encuentran desarrollados en el *Anexo II: Dimensionado cableado DC*. Los tramos dimensionados en dicho anexo son los siguientes:

- Panel fotovoltaico – Optimizador.
- Optimizador – Combiner box.
- Combiner box – Inversor.
- Inversor – BESS.

### 6.6.1. Conexión entre paneles fotovoltaicos y combiner box

Se utilizará el cable PRYSOLAR – H1Z2ZK del fabricante PRYSMIAN para realizar la conexión entre los paneles solares y el optimizador así como para la conexión entre los optimizadores y las combiner box. El cable está fabricado en cobre y es capaz de soportar tensiones en corriente continua de hasta 1,8 kV. Su temperatura máxima de trabajo en servicio continuo es de 90°C.

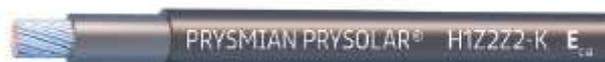


Figura 27. Cable DC seleccionado[32].

La cantidad de cable total necesaria ha sido obtenida mediante mediciones realizadas sobre el plano de Layout de la planta, para asegurar que el cable instalado no quede tirante se ha mayorado el resultado obtenido de la medida un 4% y sobre este resultado se han añadido 3 metros de cable a cada uno de los extremos para realizar conexiones. Se han obtenido las siguientes longitudes de cable.

Metros de cable PRYSOLAR – H1Z2Z2	
Sección	Longitud (m)
Conexión de paneles solares con optimizador (1x6 mm <sup>2</sup> )	32240
Conexión de optimizador con combiner box (1x10 mm <sup>2</sup> )	38503

Tabla 14. Metros de cable PRYSOLAR - H1Z2Z2.

### 6.6.2. Conectores DC

Para la conexión entre los paneles se utilizarán sus propios cables. Sin embargo estos no son lo suficientemente largos como para llegar a las entradas del optimizador, por lo que será necesario el empleo de cable adicional (especificado en el Apartado 6.6.1). Dicho cable adicional deberá contar con conectores en los extremos. También será necesario incorporar conectores al cable a la salida del optimizador, no siendo necesarios a la entrada y salida de las combiner box, el inversor y el BESS. Los conectores a emplear son del tipo MC4-Evo 2 del fabricante STAÜBLI, será necesario contar tanto como con conectores macho como hembra cuya cantidad queda recogida en la Tabla 15.

Cantidad conectores MC4-Evo 2	
Tipo	Cantidad
PV-KST4-EVO 2A/6x (Macho para cable 1x6)	532
PV-KST4-EVO 2A/6x (Hembra para cable 1x6)	532
PV-KST4-EVO 2A/10II (Macho para cable 1x10)	266
PV-KST4-EVO 2A/10II (Hembra para cable 1x10)	266

Tabla 15. Cantidades necesarias de conectores MC4-Evo 2.

### 6.6.3. Conexión entre combiner box e inversor

Se utilizará el cable AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S) – AL XZ1 (S) del fabricante PRYSMIAN para la conexión entre las combiner box y el inversor. A diferencia del cable utilizado entre los paneles y las combiner box que era de cobre, este es de aluminio. La razón principal se debe a que la sección y la longitud de cable a comprar son considerables, por lo que la utilización de aluminio frente a cobre supondrá un importante ahorro económico.

El cable es capaz de soportar tensiones en corriente continua de hasta 1,8 kV y su temperatura máxima de trabajo en servicio continuo es de 90°C.

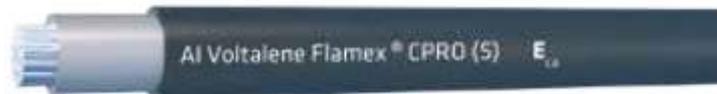


Figura 28. Cable DC seleccionado[33].

Al igual que en caso anterior, la longitud total del cable se midió sobre el plano, se aumentó en un 4% y se añadieron 3 metros a cada uno de los extremos para realizar las conexiones. Con todo esto se ha obtenido la siguiente longitud de cable, recogida en la Tabla 16.

Metros de cable AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S)	
Sección	Longitud (m)
Conexión de combiner box con inversor (1x400 mm <sup>2</sup> )	7109

Tabla 16. Metros de cable AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S)

### 6.6.4. Conexión entre inversor y BESS

Se utilizará el cable RETENAX CPRO Flex – RV – K del fabricante PRYSMIAN para la conexión entre los inversores y el BESS. Aunque la sección de estos cables es considerable, la longitud requerida no es muy grande, por lo que se ha decidido utilizar cable de cobre por sus buenas propiedades conductoras pese a su mayor coste.

El cable es capaz de soportar tensiones de hasta 1,8 kV en DC y su temperatura máxima de trabajo es de 90°C.



Figura 29. Cable DC seleccionado[34].

Se dispondrán 6 pares de cable para la conexión de cada inversor con el BESS. De igual manera a como se realizó en los casos anteriores, para determinar la longitud del cable requerida, se mayorará en un 4% y se añadirán 3 metros a cada uno de sus extremos para realizar las conexiones. Tomando estas condiciones se obtiene la siguiente longitud de cable, recogida en la Tabla 17.

Metros de cable RETENAX CPRO Flex	
Sección	Longitud (m)
Conexión de inversores con BESS 6x(2x(1x240 mm <sup>2</sup> ))	394

Tabla 17. Metros de cable RETENAX CPRO Flex

## 6.7 Cableado AC

El cableado AC se colocará a la salida del transformador y servirá para conectar la planta fotovoltaica con la línea de media tensión de la isla. Su dimensionado se aborda en el *Anexo IV: Dimensionado cableado AC*. El cable seleccionado es el VOLTALENE H 26/45 kV – AL RHZ1-OL del fabricante PRYSMIAN.

El cable se encuentra disponible tanto en cobre como aluminio, dado que la distancia entre la salida del transformador y el poste de línea no es muy grande, se ha decidido utilizar un cable de aluminio por su menor coste. El cable es capaz de soportar tensiones entre fases de hasta 45 kV, superiores a la requerida en este proyecto (34,5 kV). La temperatura máxima de operación es de 90°C.

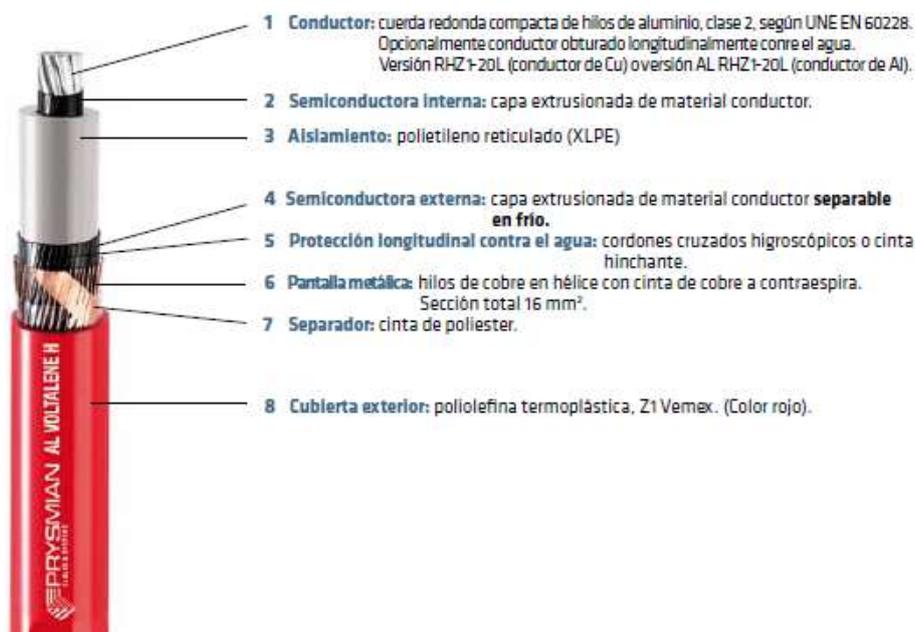


Figura 30. Cable AC seleccionado[35].

Se dispondrá un único conductor por fase. De igual manera a como se hizo en los cables de corriente continua, la longitud medida entre transformador y poste de línea será mayorada en un 4% y se le añadirán 3 metros a cada lado para realizar las conexiones. Con esto se ha obtenido la siguiente longitud de cable, la cual se recoge en la Tabla 18.

Metros de cable VOLTALENE H 26/45	
Sección	Longitud (m)
Conexión transformador con poste línea 3x(1x120 mm <sup>2</sup> )	1800

Tabla 18. Metros de cable VOLTALENE H 26/45 kV.

## 6.8 Sistema BESS

Para el almacenamiento de energía se ha seleccionado una solución montada sobre un contenedor de 40 ft del fabricante NARADA. La justificación de la selección de este equipo se aborda en el *Anexo V: Dimensionado BESS*. La batería seleccionada tiene una capacidad nominal de 5,76 MWh y se conectará a las entradas DC de los inversores destinadas al almacenamiento de energía.

Las principales prestaciones de este equipo, recogen en la Tabla 19.

Fabricante	NARADA
Modelo de batería	76.8NESP250
Sistema BESS	
Capacidad nominal (MWh)	5,76
Potencia nominal (MW)	2.88
Tensión nominal (V)	1152
Rango recomendado SOC (%)	5 – 95
Baterías	
Tecnología	LFP
Capacidad de celda (Ah)	250
Energía almacenada (kWh)	19,2
Tensión nominal (V)	76,8

Tabla 19. Principales características BESS[36].

Los equipos que se encuentran integrados en el contenedor, así como su disposición en el interior se muestran en la Figura 31.

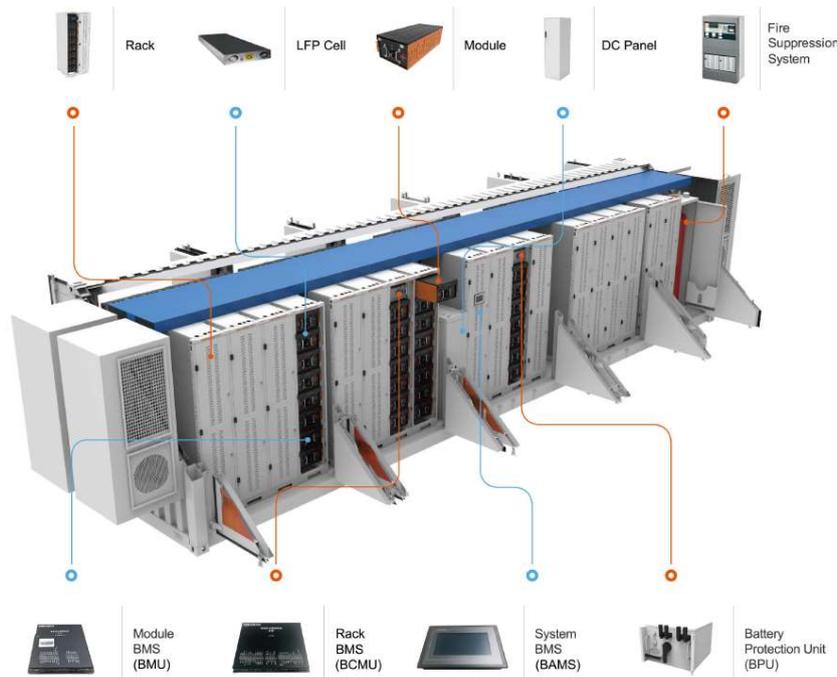


Figura 31. Distribución y equipos integrados en el BESS[36].

## 6.9 Protecciones

Para garantizar la integridad de los equipos que componen la instalación eléctrica es necesario instalar elementos que interrumpan el paso de corriente cuando se produzca un cortocircuito en alguna de las distintas zonas de las que se compone la instalación. Los dispositivos de protección deberán garantizar la protección de los equipos cuando así se requiera, así como no actuar durante la normal operación de la planta. Se ha decidido instalar fusibles por su rápida capacidad de reacción. El dimensionado de los fusibles se detalla en el Anexo III: *Dimensionado protecciones DC*.

Se han decidido instalar fusibles entre los módulos fotovoltaicos y los optimizadores y a la entrada de las combiner box, los inversores y el BESS.

### 6.9.1. Fusibles entre paneles solares y optimizador

Se colocarán fusibles intercalados entre la salida de los paneles solares y la entrada al optimizador. Dado que no existe la posibilidad de colocar portafusibles, se emplearán fusibles en línea, los cuales vienen integrados en un cable. Los fusibles seleccionados son de 30 A modelo PV-K/1500ILF30/6N0055UL de fabricante STÄUBLI (Figura 32) y cuentan con conector MC4, lo que facilita la integración con el resto de componentes.

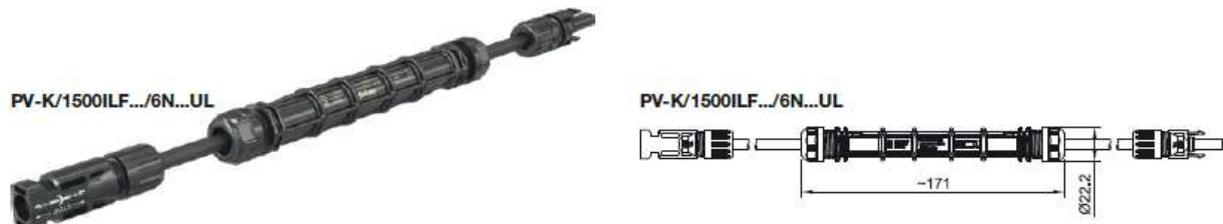


Figura 32. Fusible seleccionado modelo PV-K[37].

Los fusibles se colocarán solo en el polo positivo del circuito panel solar – optimizador. La Tabla 20 recoge la cantidad de fusibles de este tipo que se necesitarán.

Cantidad fusibles en línea (In-line fuse)	
Tipo	Cantidad
PV-K/1500ILF30/6N0055UL	532

Tabla 20. Resumen de fusibles en línea necesarios.

### 6.9.2. Fusibles entre optimizador y combiner box

Estos fusibles se colocarán a la entrada de la combiner box en los portafusibles. Se ha seleccionado un fusible de tipo gPV de 50 A, el cual tiene unas dimensiones 22x65 del fabricante DF ELECTRIC (Ref. 492275). En la Figura 33 se muestra el aspecto del fusible seleccionado.



Figura 33. Fusible gPV de dimensiones 22x65[38].

Al igual que el caso anterior, los fusibles se colocarán en el polo positivo a la entrada de la combiner box . La Tabla 21 recoge la cantidad de fusibles de este tipo necesarios.

Cantidad fusibles 22x65	
Tipo	Cantidad
gPV 22x65 (Ref. 492275) (50 A)	266

Tabla 21. Resumen fusibles 22x65 necesarios.

### 6.9.3. Fusibles entre combiner box e inversor

Se colocarán a la entrada del inversor, y como consecuencia de la elevada potencia que se está manejando no se colocarán sobre una base portafusibles sino sobre cuchillas. Se emplearán fusibles de tipo gPV de dimensión 3L de 500 A del fabricante GREEN PROTECT (Ref. 004110634).



Figura 34. Fusible de cuchillas gPV de dimensiones 3L[39].

Al igual que el caso anterior, los fusibles se colocarán en el polo positivo a la entrada de los inversores. La Tabla 22 recoge la cantidad de fusibles de este tipo necesarios.

Cantidad fusibles 22x65	
Tipo	Cantidad
<b>gPV 3L (Ref. 004110634) (500 A)</b>	20

Tabla 22. Resumen fusibles 3L necesarios.

### 6.9.4. Fusibles del BESS

Al igual que sucedía con los inversores, los fusibles se colocarán a la entrada del BESS e irán montados sobre cuchillas. Se emplearán fusibles tipo aBAT de 250 A, modelo ABAT15AD250 del fabricante MERSEN.



Figura 35. Fusible de cuchillas aBAT[40].

Al igual que en los casos anteriores los fusibles se colocarán en el polo positivo a la entrada del BESS. La Tabla 23 recoge la cantidad de fusibles de este tipo necesarios.

Cantidad fusibles 22x65	
Tipo	Cantidad
aBAT ABAT15AD250 (250 A)	12

Tabla 23. Resumen fusibles necesarios

## 6.10 Otra actuaciones y equipos a considerar

Los equipos y componentes mencionados hasta ahora son los más importantes. Sin embargo existen otros componentes que si bien no forman parte de la instalación eléctrica, son necesarios para el correcto funcionamiento de la planta. Estos equipos y componentes se mencionarán en los siguientes apartados.

### 6.10.1. Obra civil

Como trabajos previos a la colocación de la estructura de los paneles solares, el tendido de cables y la construcción del edificio de control, es necesario realizar una serie de trabajos de acondicionamiento del terreno. Entre estos trabajos se encuentran el movimiento de tierras, la excavación de zanjas para el tendido eléctrico y la creación de viales interiores. Todos estos puntos se explicarán con más detalle en los siguientes puntos.

- **Movimiento de tierras**

El terreno presenta una gran cantidad de matorrales y árboles, por lo que será necesario llevar a cabo labores de desbroce y limpieza del terreno. También será necesario llevar a cabo estudios acerca de la calidad del terreno y hacer labores de compactación del terreno allí donde sea necesario para asegurar una adecuada capacidad portante del mismo.

Una vez desbrozado y compactado, el terreno deber ser nivelado para asegurar la correcta colocación de las filas de módulos. Si esto no se realizase de manera correcta los módulos podrían no ser capaces de generar la energía prevista en las simulaciones, además al tratarse de estructuras móviles estas podrían no funcionar adecuadamente.

También será necesario llevar a cabo la construcción de nuevos viales para el acceso a la planta desde la carretera principal (GH-15).

Todos los trabajos de obra civil deberán de ser capaces de conducir y canalizar el agua de manera correcta. Esto es particularmente importante si tenemos en cuenta que la isla cuenta con un periodo de lluvias en los meses de julio a octubre.



Figura 36. Vista del terreno desde la carretera principal[41].

- **Zanjas**

Tanto los cables de corriente continua (DC) como los de corriente alterna (AC) se dispondrán enterrados bajo tierra, por lo que será necesario llevar a cabo la excavación de zanjas. La profundidad de las zanjas vendrá determinada por las condiciones en las cuales se realizaron los cálculos para el dimensionamiento de los conductores en los Anexos II y IV. En el caso de que se trate de conductores dispuestos bajo tubo será necesario además la instalación de arquetas eléctricas.

Una vez colocados los cables y/o tubos, las zanjas se rellenarán con material proveniente de la excavación, entre el cable y la superficie se colocará una cinta de señalización.



Figura 37. Izquierda: Cables directamente enterrados[42]. Derecha: Cables enterrados bajo tubo[43].

- **Vallado perimetral**

La parcela donde se ubicará la planta estará rodeada por una valla por todo su perímetro. Además contará con zonas de acceso tanto para vehículos como personal autorizado. Entre los motivos por lo que se ha decidido instalar este tipo de infraestructura se encuentran: Definir las dimensiones de la planta y evitar el acceso de personas no autorizadas, así como de animales salvajes.

El vallado se deberá disponer a una distancia de los módulos de forma que no produzcan sombras sobre estos. En la Figura 38 se muestra un ejemplo vallado perimetral convencional.

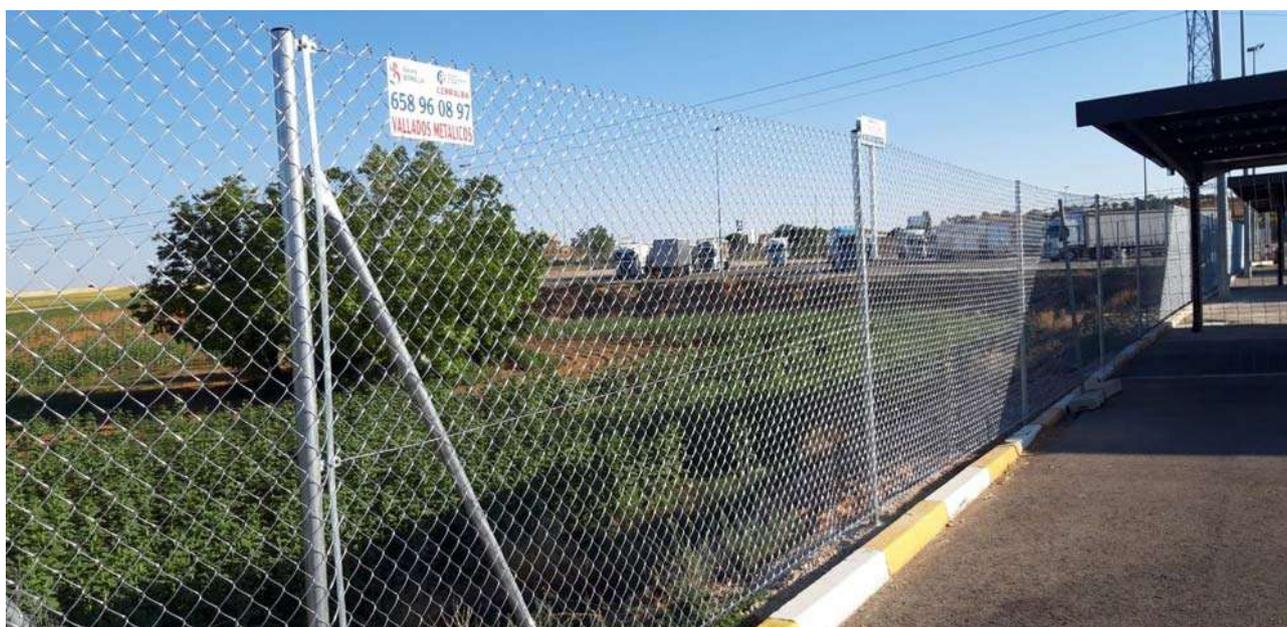


Figura 38. Vallado perimetral[44].

## 6.11 Estación meteorológica

Las plantas solares deberán contar con una estación meteorológica cuya misión principal es recoger y analizar las diferentes variables meteorológicas como son la radiación solar, humedad relativa, velocidad y dirección del viento, precipitación y temperatura ambiente entre otras. La comunicación con el SCADA se puede realizar por cable o de forma inalámbrica por 3G/4G/Satélite.

Por norma general se instalará una estación meteorológica completa como la descrita anteriormente por cada 50 MWp instalados. Dado que la planta que se está diseñando tiene una potencia muy inferior, solo se instalará una estación meteorológica completa. En la Figura 39 se muestra el aspecto y configuración típica de este tipo de equipos.



Figura 39. Estación meteorológica completa[45].

## 6.12 Edificio de control

Se trata de un pequeño edificio donde se ubicará un ordenador que tendrá cargado el sistema SCADA para las labores de monitorización y control de la planta. Aquí también se ubicará el sistema de vigilancia perimetral y control de accesos. El edificio puede además contar con una zona destinada al almacenaje de repuestos.

El edificio de control se alimentará directamente de la red pública garantizándose así un suministro continuo de energía eléctrica. Para ello se instalará un pequeño transformador en el poste de red, al que denominaremos “Transformador de Servicios Auxiliares (SSAA)” y cuya potencia vendrá condicionada por las necesidades energéticas del edificio de control así como otros subsistemas (iluminación exterior, radio de comunicaciones , ...). En algunos equipos de la planta se deberá asegurar su funcionamiento aun cuando se produzca un corte en la alimentación. Es por ello que será necesario instalar UPS de respaldo o grupos electrógenos auxiliares.



Figura 40. Caseta de control de hormigón prefabricada[46].

### 6.13 Vigilancia perimetral

Además del vallado perimetral descrito en el Apartado 6.10.1, la planta también contará con un sistema de detección de intrusión mediante videovigilancia y grabación de imágenes. Para ello se colocarán báculos a lo largo del todo el perímetro vallado, garantizando una cobertura del 100% de vigilancia y sin zonas muertas. Este sistema será además el encargado de autorizar el acceso al personal autorizado a la planta. La Figura 41 muestra el funcionamiento de este tipo de sistemas.



Figura 41. Ejemplo de un sistema de vigilancia con detección de intrusión[47].

## 7. Precio de venta de la energía

La energía producida será vertida a la red pública, por la cual se recibirá una compensación económica. El precio de la energía eléctrica en Guam siempre ha sido por lo general mucho más elevado que el precio medio de la energía en Estados Unidos continental, esto se explica en gran medida por el elevado coste de importación de petróleo a la isla ya que esta no cuenta con reservas.

En el último año el precio del petróleo ha sufrido fuertes variaciones que han causado que el precio por megavatio hora de energía generado se haya disparado por encima de los 400 \$/MWh. Desde principios del año 2023 diferentes medidas por parte del gobierno regional han tenido como resultado el descenso del precio de la energía hasta los 270 \$/MWh[48].

Se estima que la planta tendrá una vida útil de 25 años, y aunque en durante ese periodo de tiempo pueden suceder numerosos acontecimientos que afecten al precio de la energía, se ha decidido

suponer que existe un contrato para la distribución de la energía generada con Guam Power Authority (GPA) por el cual se establece un precio de venta de 170 \$/MWh durante toda la vida útil de la planta.

## 8. Costes de explotación

Para que la planta funcione de manera adecuada durante los 25 años de vida útil previstos, es necesario llevar a cabo labores de mantenimiento rutinarias cada cierto tiempo. Estas labores se realizarán cada 6 meses e incluirán la revisión del estado de todos los equipos y labores de limpieza y segado entre otras. Dentro de estos costes también se encuentran el pago de seguros y el coste de las piezas que sea necesario sustituir. La cuantía total asociada a los costes de explotación se ha estimado en 512.000 \$/año.

## 9. Análisis de rentabilidad

Para finalizar, se ha realizado un análisis por medio del VAN para comprobar si es rentable construir la planta. Se han tenido en consideración el coste de construcción de la planta, la tasa de inflación anual y el coste asociado al mantenimiento descrito en el Apartado 8. Todo esto se explica con mayor detalle en el *Anexo VI: Estudio económico de viabilidad*.

Tras el análisis se obtiene que la planta generará beneficios a partir del octavo año y que el rendimiento esperado de la inversión es del 55,02%.

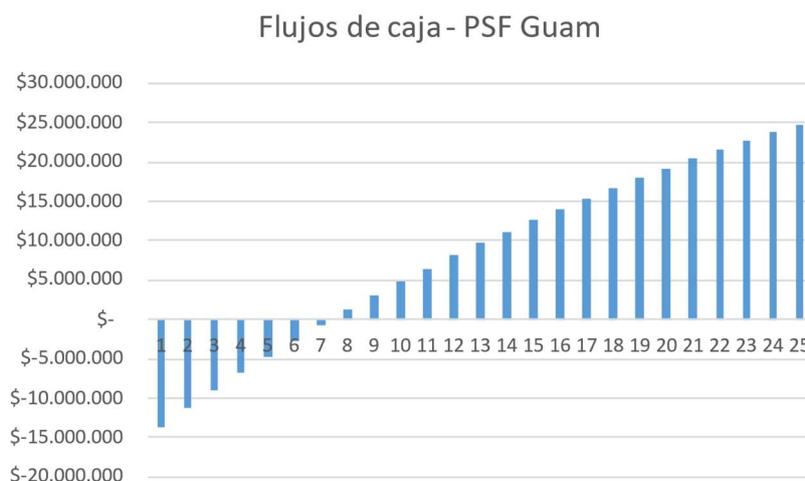


Figura 42. Flujos de caja

## 10. Trabajo futuro

Además del diseño eléctrico abordado a lo largo de este proyecto, es necesario aplicar otras ramas de la ingeniería para poder llevar a cabo la materialización de la planta. Entre estas disciplinas se encuentran la ingeniería civil, encargada de realizar el cálculo de cimentaciones, diseño de viales y movimiento de tierras. También será necesario desarrollar toda la infraestructura de control y comunicaciones, para lo cual será necesario contar con un ingeniero especializado en sistemas de control.

Como paso previo a la construcción, será necesario solicitar los correspondientes permisos de obra, así como las autorizaciones pertinentes para poder conectar la planta a la red de distribución.

## 11. Conclusiones

Gracias a este proyecto ha sido posible conocer en mayor profundidad las ventajas que presenta la energía solar como fuente de energía para lograr en el futuro las emisiones netas de carbono. También se ha visto el enorme potencial que presenta la isla de Guam para la implantación de esta tecnología.

Si bien los cálculos realizados para el dimensionamiento de equipos de la planta se ajustan fielmente a lo que serían unos cálculos reales de dimensionamiento, las estimaciones de precios de la planta necesitan ser analizadas con una mayor profundidad para obtener un resultado que se pueda asemejar a una planta real. Aunque como norma general se suele tomar de referencia el coste de  $1\$/W_p$ , algo que si se cumple, si no se tiene en consideración el coste del sistema de almacenamiento en baterías.

Se ha visto que el coste de instalación de un BESS para almacenamiento de energía excedente no es rentable teniendo en cuenta el precio de venta de la energía, por lo que sería necesario el empleo de otras técnicas como arbitraje de energía o control de rampas para su amortización.

Incluso con el BESS instalado, la planta es capaz de producir beneficios después del octavo año de operación, debido principalmente al elevado precio de venta de la energía y a la gran cantidad de radiación solar que recibe anualmente.

## 12. Bibliografía

- [1] «Solar PV – Analysis - IEA». <https://www.iea.org/reports/solar-pv> (accedido 16 de junio de 2023).
- [2] «Global installed PV capacity passes 1.18TW - study». <https://www.pv-tech.org/global-installed-pv-capacity-passes-1-18tw-iea/> (accedido 16 de junio de 2023).
- [3] «Solar power generation». <https://ourworldindata.org/grapher/solar-energy-consumption?tab=chart&time=2000..latest> (accedido 16 de junio de 2023).
- [4] M. de, «Snapshot of Global PV Markets 2023 Task 1 Strategic PV Analysis and Outreach PVPS», Accedido: 16 de junio de 2023. [En línea]. Disponible en: [www.iea-pvps.org](http://www.iea-pvps.org)
- [5] P. Demand, «254 MW Total Generation (2018) 1.8 GWh», 2018, Accedido: 16 de junio de 2023. [En línea]. Disponible en: [http://guampowerauthority.com/gpa\\_authority/rates/gpa\\_rate\\_schedules.php](http://guampowerauthority.com/gpa_authority/rates/gpa_rate_schedules.php)[http://www.guamlegislature.com/Public\\_Laws\\_35th/P.L.%20No.%2035-46..pdf](http://www.guamlegislature.com/Public_Laws_35th/P.L.%20No.%2035-46..pdf)
- [6] «U.S. Energy Information Administration - EIA - Independent Statistics and Analysis». <https://www.eia.gov/state/analysis.php?sid=GQ> (accedido 16 de junio de 2023).
- [7] «NSRDB». <https://nsrdb.nrel.gov/data-viewer> (accedido 17 de junio de 2023).
- [8] «Renewable Energy - Our World in Data». <https://ourworldindata.org/renewable-energy> (accedido 17 de junio de 2023).
- [9] «Google Maps». <https://www.google.es/maps/@13.4793651,144.8471904,1974m/data=!3m1!1e3?entry=ttu> (accedido 16 de junio de 2023).
- [10] «M07 LRADIO BARRIGADA-A-R7 - 96913 - Regrid». <https://app.regrid.com/us/gu/guam/mangilao#b=none&p=/us/gu/guam/mangilao/21795&t=property> (accedido 16 de junio de 2023).

- [11] «La energía solar fotovoltaica, en la vanguardia frente al cambio climático – Un poco de ciencia, por favor». <https://blogs.publico.es/ignacio-martil/2015/11/30/la-energia-solar-fotovoltaica-en-la-vanguardia-frente-al-cambio-climatico/> (accedido 17 de junio de 2023).
- [12] «Tipos de paneles fotovoltaicos». <https://www.energiasrenovablesinfo.com/solar/tipos-paneles-fotovoltaicos/> (accedido 17 de junio de 2023).
- [13] R. Kopecek y J. Libal, «Towards large-scale deployment of bifacial photovoltaics», *Nature Energy* 2018 3:6, vol. 3, n.º 6, pp. 443-446, jun. 2018, doi: 10.1038/s41560-018-0178-0.
- [14] «Curvas de tensión, intensidad y potencia en células solares. - Formación para la Industria 4.0». <https://automatismoindustrial.com/curso-energia-solar-fotovoltaica/componentes-energia-solar-fotovoltaica/curvas-de-tension-intensidad-y-potencia-en-celulas-solares/> (accedido 17 de junio de 2023).
- [15] «Blocking Diode and Bypass Diodes in a Solar Panel Junction Box». <https://www.electricaltechnology.org/2019/10/blocking-bypass-diode-solar-panel-junction-box.html> (accedido 4 de julio de 2023).
- [16] «Sunny Central 2200 / 2475 | SMA Solar». <https://www.sma.de/es/productos/inversor-fotovoltaico/sunny-central-2200-2475> (accedido 17 de junio de 2023).
- [17] «SMA Sunny Tripower CORE1 inversor de string | SMA Solar». <https://www.sma.de/es/productos/inversor-fotovoltaico/sunny-tripower-core1> (accedido 17 de junio de 2023).
- [18] «Fotovoltaica - Ingeteam suministra sus power stations para una planta solar de 100 MW en Australia - Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias.» <https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/ingetteam-suministra-sus-power-stations-para-una-20170627> (accedido 17 de junio de 2023).
- [19] «String Optimizers - Ampt». <https://www.ampt.com/products/string-optimizers/> (accedido 17 de junio de 2023).
- [20] «▷ Comprar Estructuras Solares  ¡OFERTA! - ENVIO GRATIS». [https://solarmat.es/es/estructura-paneles-solares?selected\\_filters=estructura-solar-hormigon%2F](https://solarmat.es/es/estructura-paneles-solares?selected_filters=estructura-solar-hormigon%2F) (accedido 17 de junio de 2023).

- [21] «Seguidores Solares de 1 eje DEGER». <https://qksol.com/deger/seguidores-solares-1-eje-deger/> (accedido 17 de junio de 2023).
- [22] «Seguidores solares de 2 ejes - DEGERiberica». <https://degeriberica.com/seguidores-solares-de-2-ejes/> (accedido 17 de junio de 2023).
- [23] «500kW BESS - ATEN Battery Energy Storage System, LFP | AGreatE». <https://agreate.com/aten-500kw-bess-battery-energy-storage-system/> (accedido 18 de junio de 2023).
- [24] «¿Cómo se construye una central fotovoltaica? | REVE Actualidad del sector eólico en España y en el mundo». <https://www.evwind.com/2020/10/31/como-se-construye-una-central-fotovoltaica/> (accedido 18 de junio de 2023).
- [25] «Canadian\_Solar-Datasheet- BiHiKu7\_CS7N-MB-AG\_Bifacial High efficiency | Enhanced Reader».
- [26] «Empresas españolas en LatAm: STI Norland – pv magazine España». <https://www.pv-magazine.es/2020/10/26/empresas-espanolas-en-latam-sti-norland-3/> (accedido 18 de junio de 2023).
- [27] «STI-H250 TM», Accedido: 18 de junio de 2023. [En línea]. Disponible en: [www.stinorland.com](http://www.stinorland.com)
- [28] S. A. Solar Technology, «MV POWER STATION 4400 / 4950 / 5000 / 5500 / 5800 / 6000 - Turnkey Solution for PV Power Plants».
- [29] S. A. Solar Technology, «The new Sunny Central: more power per cubic meter Full power up to 35°C Optional now with DC Coupled Storage Systems for 1500V devices».
- [30] «String Optimizer V1500-32-24 Series», 2021.
- [31] «DC combiner box DCCBs | Gantner Environment». <https://www.gantner-environment.com/en/products/hardware/dc-ac-combiner-boxes/dc-string-combiner-box-dccbs> (accedido 18 de junio de 2023).
- [32] «Prysmian PRYSOLAR 1,5/1,5 kVdc | H1Z2Z2-K | Eca | Prysmian Group». <https://es.prysmiangroup.com/centro-de-productos/construction-and->

infrastructures/Prysmian-PrySolar-1-5-1-5-kVdc-H1Z2Z2-K-Eca (accedido 18 de junio de 2023).

[33] «Al Voltalene Flamex CPRO (S) | AL XZ1 (S) | Eca | Prysmian Group». <https://es.prysmiangroup.com/centro-de-productos/construction-and-infrastructures/Prysmian-Al-Voltalene-Flamex-CPRO-S-AL-XZ1-Eca> (accedido 18 de junio de 2023).

[34] «Retenax CPRO Flex | RV-K | Eca | Prysmian Group». <https://es.prysmiangroup.com/centro-de-productos/construction-and-infrastructures/Prysmian-Retenax-CPRO-Flex-RV-K-Eca> (accedido 19 de junio de 2023).

[35] «Soluciones para Media Tensión cables y accesorios», 2016.

[36] «NESP (LFP) Outside Accessible Container Solutions - MPINarada». <https://mpinarada.com/nesp-lfp-outside-accessible-container-solutions/> (accedido 23 de junio de 2023).

[37] S. A. Electrical Connectors, «In-line Fuse PV-K/ILF», Accedido: 24 de junio de 2023. [En línea]. Disponible en: [www.staubli.com/electrical](http://www.staubli.com/electrical)

[38] «22x65 Fusible cilíndrico gPV 1500V DC - DF Electric | Passion for electric protection». <https://www.dfelectric.es/es/productos/fusibles-cilindricos-gpv/22x65-fusible-cilindrico-gpv/> (accedido 24 de junio de 2023).

[39] «AC-distribution and protection components Solutions Design on customer's request Overcurrent and Overvoltage Protection for Wind Power Generation».

[40] «DS-ABAT15AA-ABAT15AD-1500VDC-MAX-L-R-4-MS-100-500A-EN | Enhanced Reader».

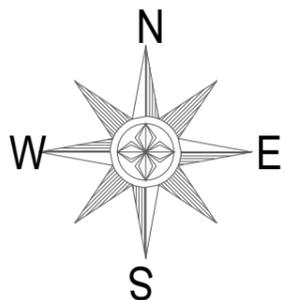
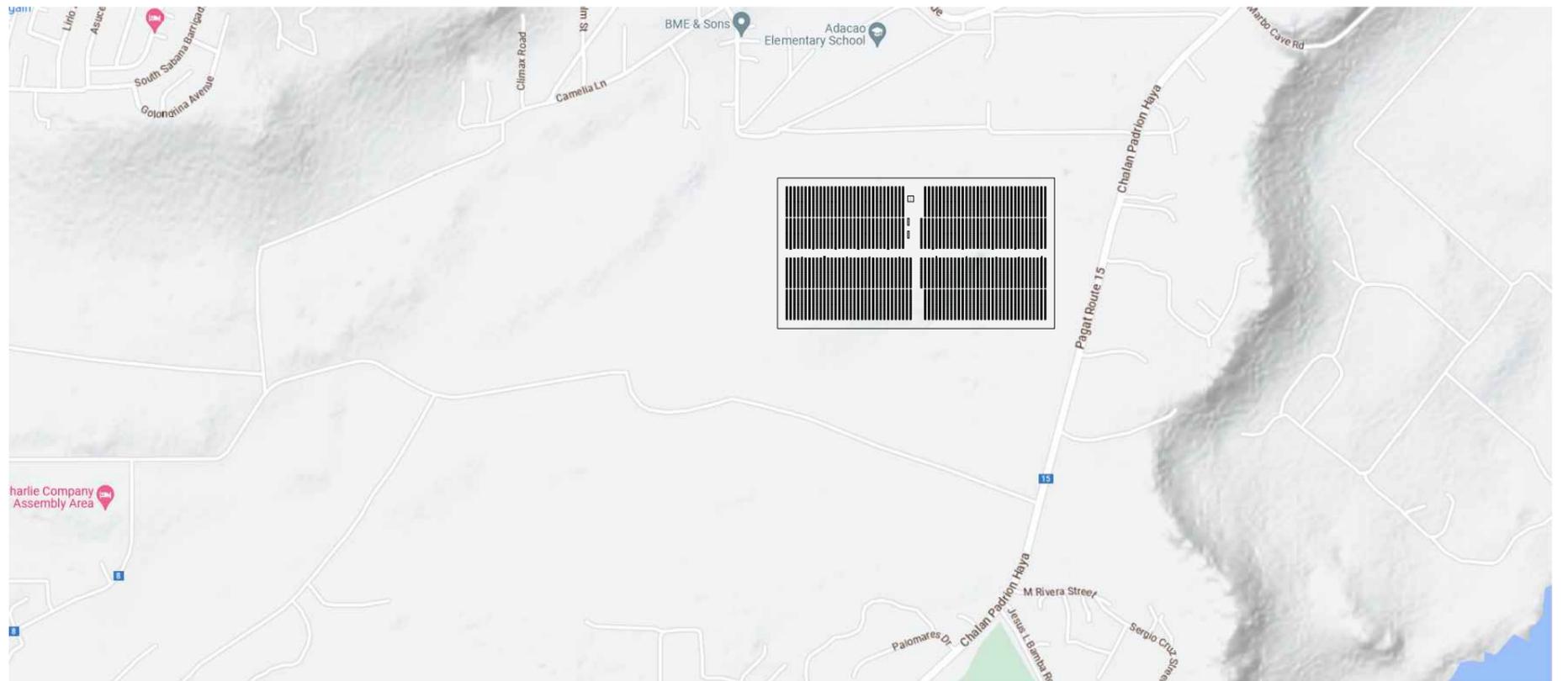
[41] «Guam - Google Maps». [https://www.google.com/maps/@13.481177,144.8487372,2a,75y,332.44h,86.44t,0.03r/data=!3m6!1e1!3m4!1snp8JTk4D5PQOR\\_aEEbO7Vg!2e0!7i13312!8i6656?entry=ttu](https://www.google.com/maps/@13.481177,144.8487372,2a,75y,332.44h,86.44t,0.03r/data=!3m6!1e1!3m4!1snp8JTk4D5PQOR_aEEbO7Vg!2e0!7i13312!8i6656?entry=ttu) (accedido 24 de junio de 2023).

- [42] «Soterramiento de cables eléctricos aéreos - Elydan», <https://elydan.eu/es/>, Accedido: 24 de junio de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://elydan.eu/es/soterramiento-de-cables-electricos-aereos/>
- [43] «Comentarios al futuro REBT: ITC BT-07 - Prysmian Club». <https://www.prysmianclub.es/comentarios-al-futuro-rebt-itc-bt-07-redes-subterraneeas-para-distribucion-en-baja-tension-novedades-que-afectan-a-los-cables/> (accedido 24 de junio de 2023).
- [44] «Vallado perimetral estación de servicio de Honrubia - Cerralba». <https://www.cerramientosalbacete.com/vallados/vallado-perimetral-estacion-de-servicio-de-honrubia/> (accedido 24 de junio de 2023).
- [45] «GEONICA - Guia de prensa». <https://www.guiadeprensa.com/suplementos/idi-enero-2020-abc/geonica-2/> (accedido 24 de junio de 2023).
- [46] «casetas prefabricadas de hormigón - Prefabricados Agustín». <https://prefabricadosagustin.com/casetas-prefabricadas-de-hormigon/> (accedido 24 de junio de 2023).
- [47] «Sistemas de seguridad perimetral | Soluciones | Enersegur». <https://www.enersegur.com/es/sistemas-de-seguridad-perimetral> (accedido 24 de junio de 2023).
- [48] «GPA: Don't increase power bills | News | guampdn.com». [https://www.guampdn.com/news/gpa-dont-increase-power-bills/article\\_84515d02-662a-11ed-831b-8b36bb7f3629.html](https://www.guampdn.com/news/gpa-dont-increase-power-bills/article_84515d02-662a-11ed-831b-8b36bb7f3629.html) (accedido 25 de junio de 2023).

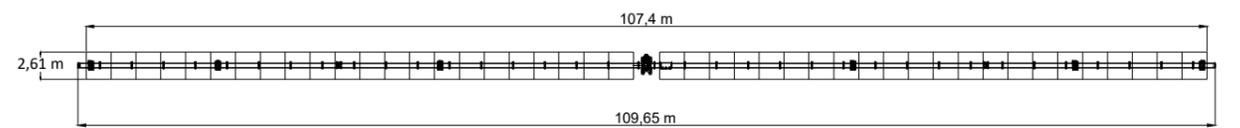
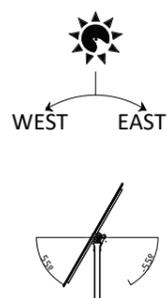
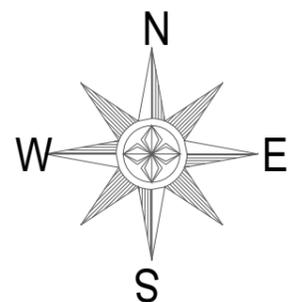
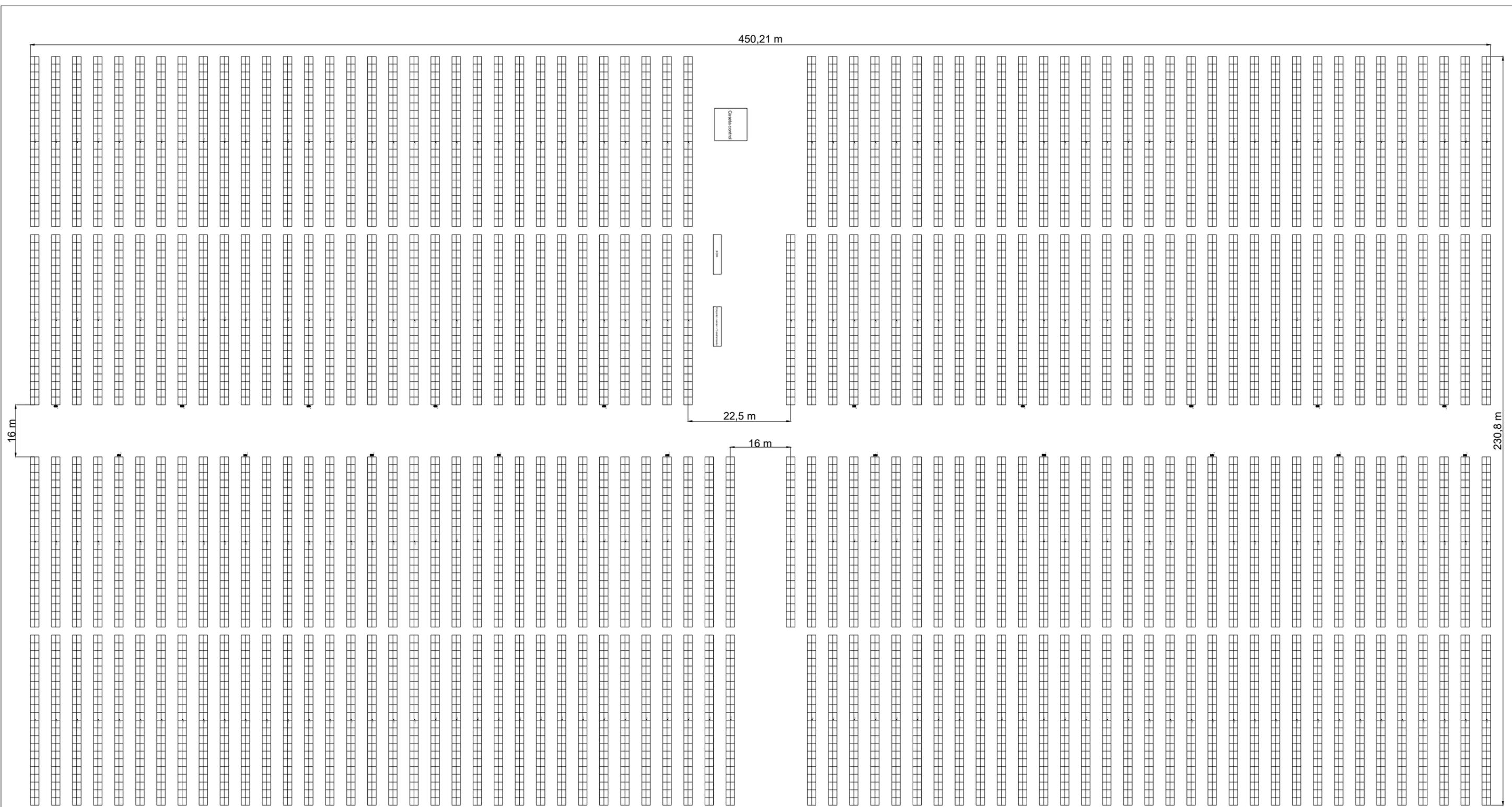
# Planos

## ÍNDICE PLANOS

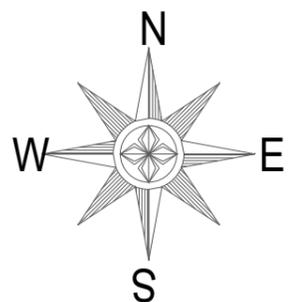
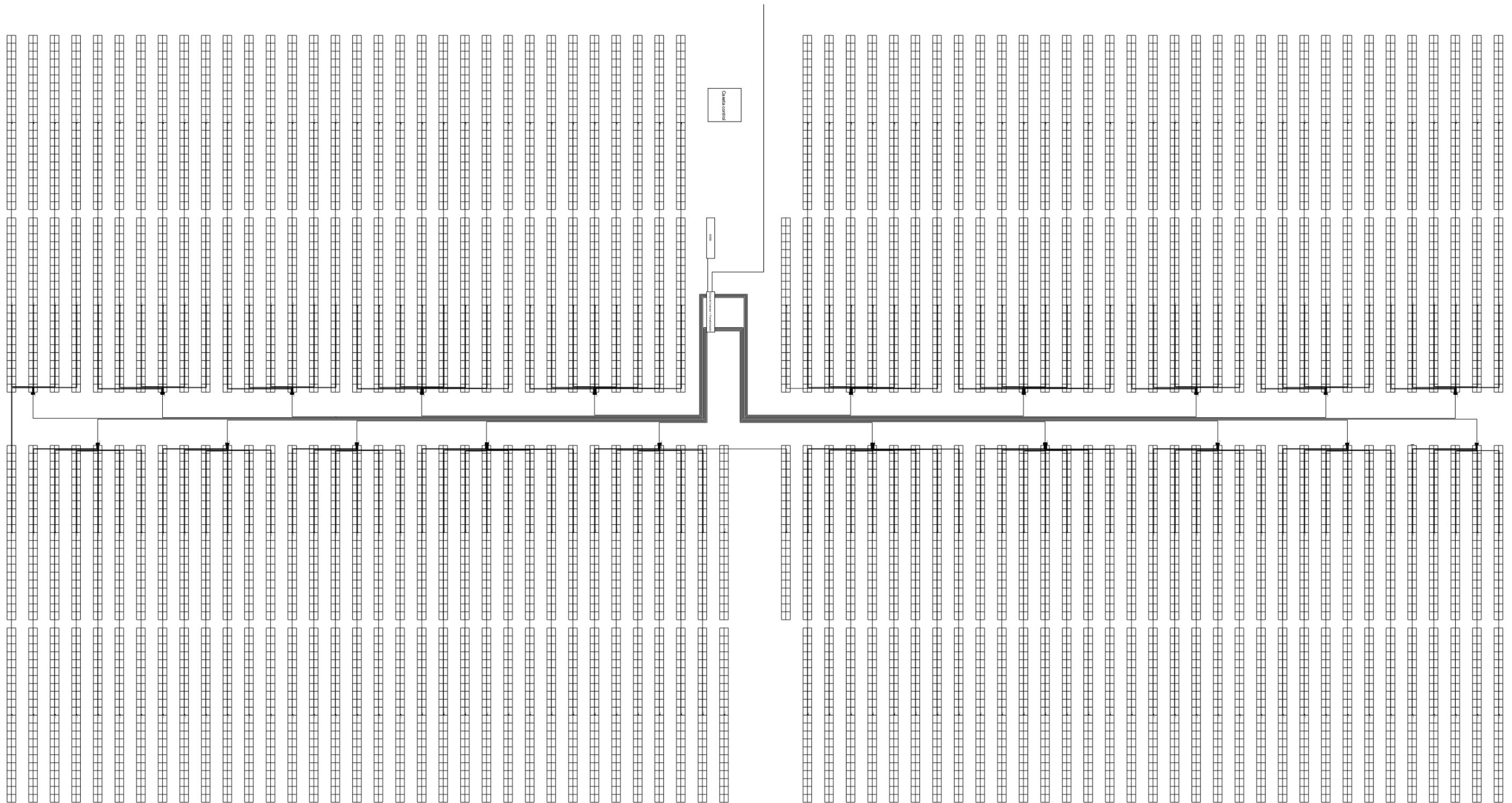
- Ubicación de la planta
- Layout
- Esquema conexionado string combiner boxes – Caja con 16 entradas ocupadas
- Esquema conexionado string combiner boxes – Caja con 15 entradas ocupadas
- Esquema conexionado string combiner boxes – Caja con 12 entradas ocupadas
- Esquema conexionado string combiner boxes – Caja con 10 entradas ocupadas
- Esquema conexionado Power Station - BESS



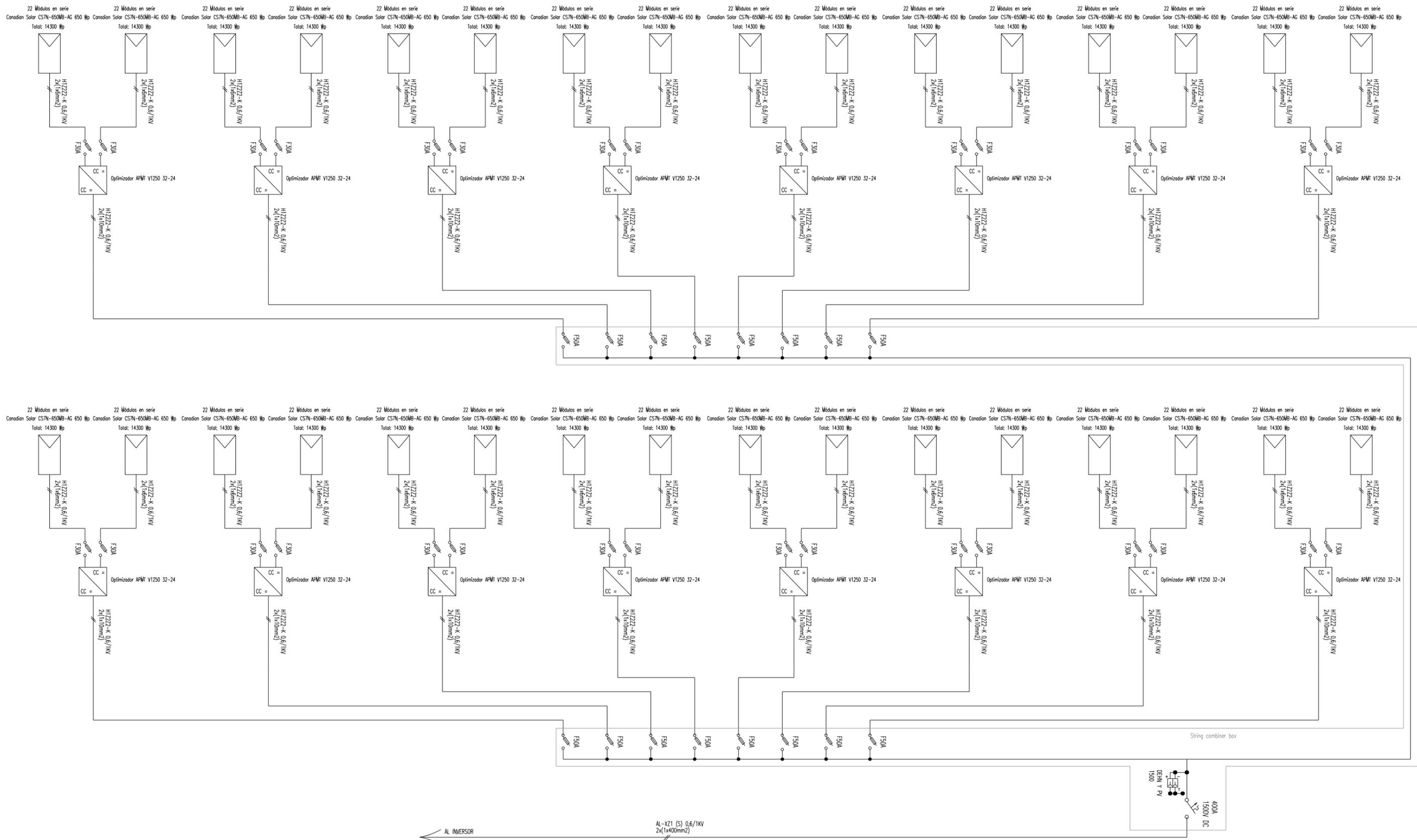
	Dimensionamiento de una planta solar fotovoltaica en GUAM	Dibujado por: Sergio Rodríguez García
	Ubicación de la planta	Fecha: Julio de 2023
		Escala: 1:50000



	Dimensionamiento de una planta solar fotovoltaica en <b>GUAM</b>	Dibujado por: Sergio Rodríguez García
	Layout	Fecha: Julio de 2023
		N° plano: 2/8
		Escala: 1:100



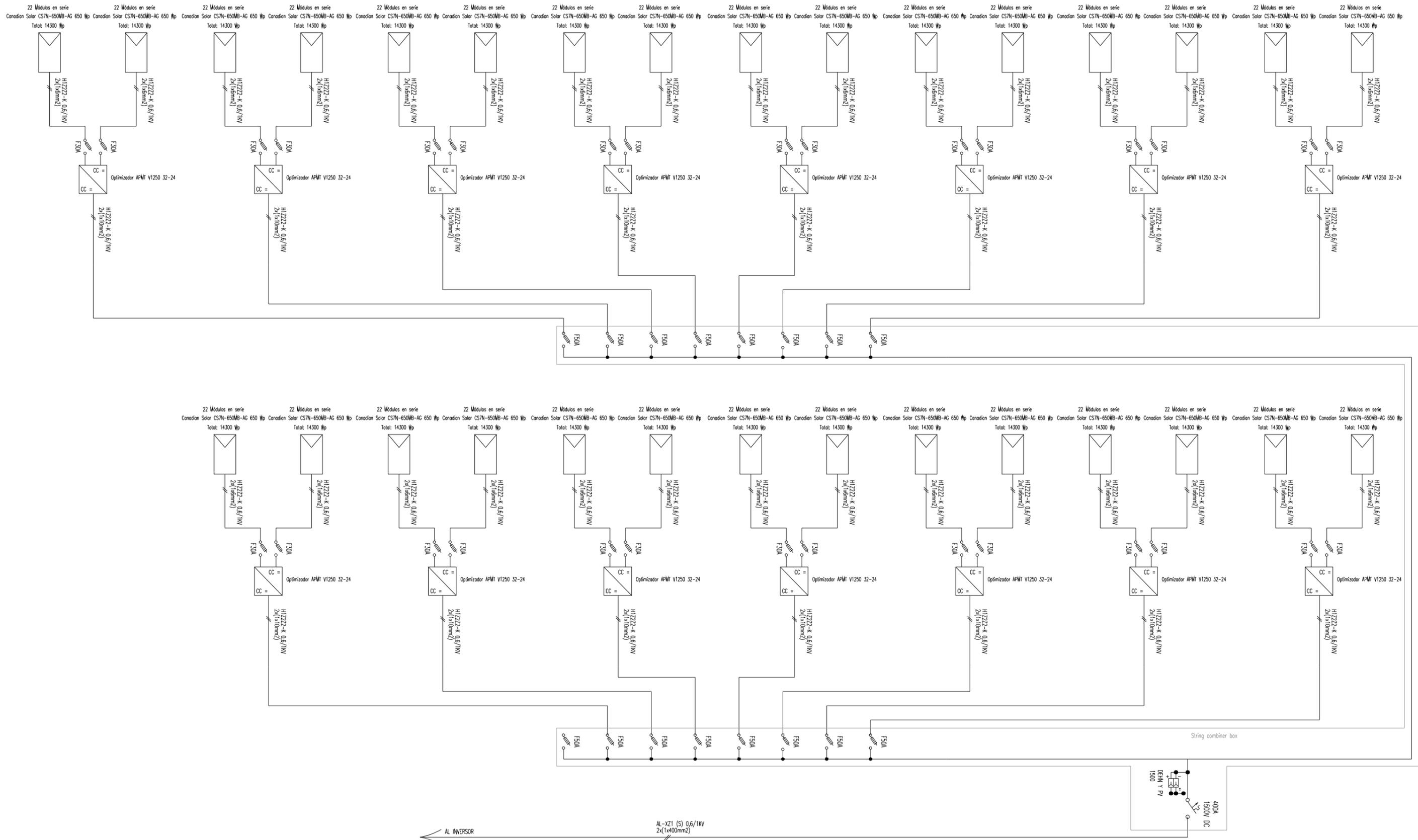
Dimensionamiento de una planta solar fotovoltaica en GUAM	Dibujado por: Sergio Rodríguez García	
	Fecha:	Julio de 2023
	Nº plano:	3/8
Disposición cableado	Escala:	1:100



\*Se utilizarán 6 cajas de conexiones con todas las entradas ocupadas



Dimensionamiento de una planta solar fotovoltaica en GUAM		Dibujado por: Sergio Rodríguez García
Esquema conexionado string combiner box - Caja con 16 entradas ocupadas	Fecha:	Julio de 2023
	Nº plano:	4/8
	Escala:	N/A



\*Se utilizarán 2 cajas de conexiones con 15 entradas ocupadas



Dimensionamiento de una planta solar fotovoltaica en GUAM

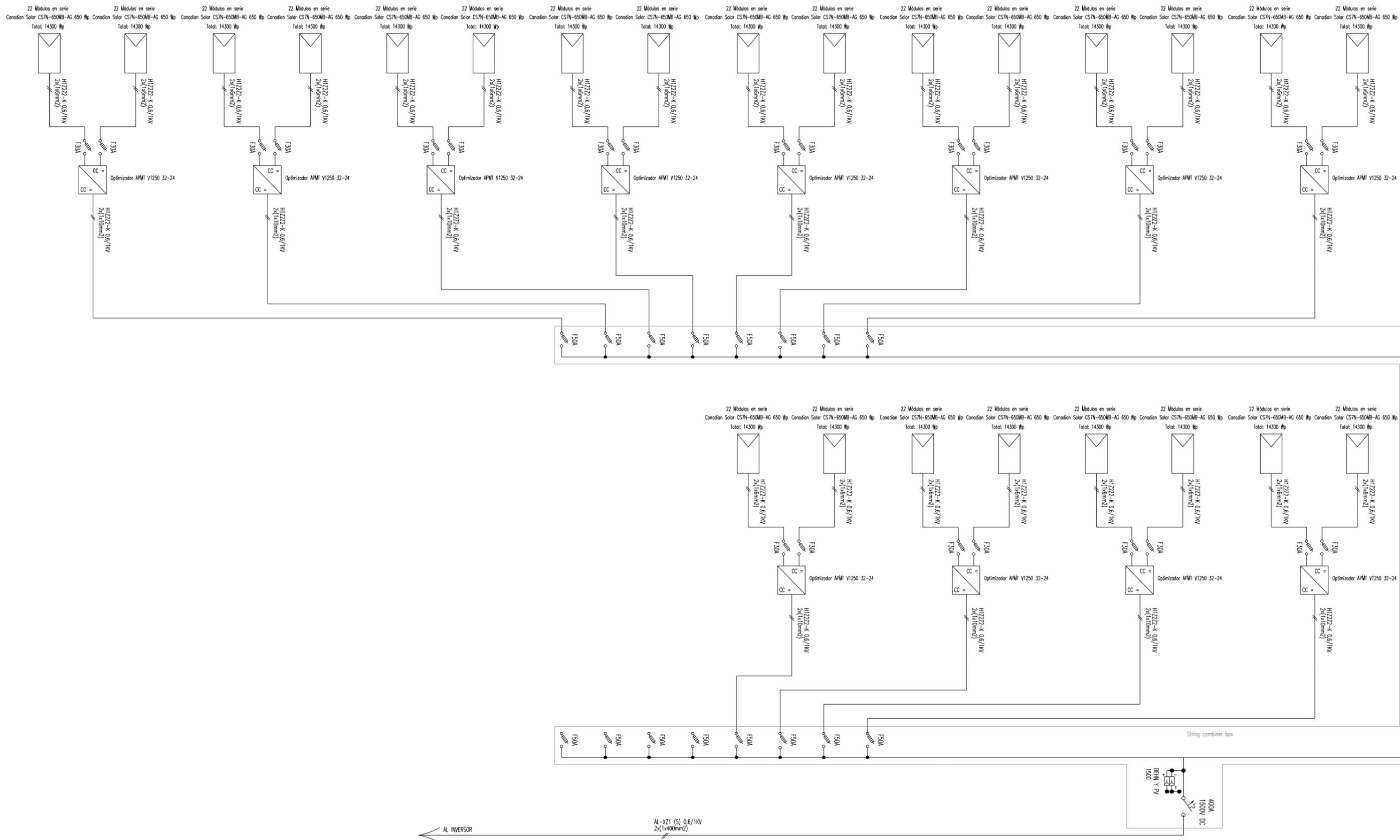
Esquema conexionado string combiner box - Caja con 15 entradas ocupadas

Dibujado por:  
Sergio Rodríguez García

Fecha: Julio de 2023

Nº plano: 5/8

Escala: N/A



\*Se utilizarán 10 cajas de conexiones con 12 entradas ocupadas



Dimensionamiento de una planta solar fotovoltaica en GUAM

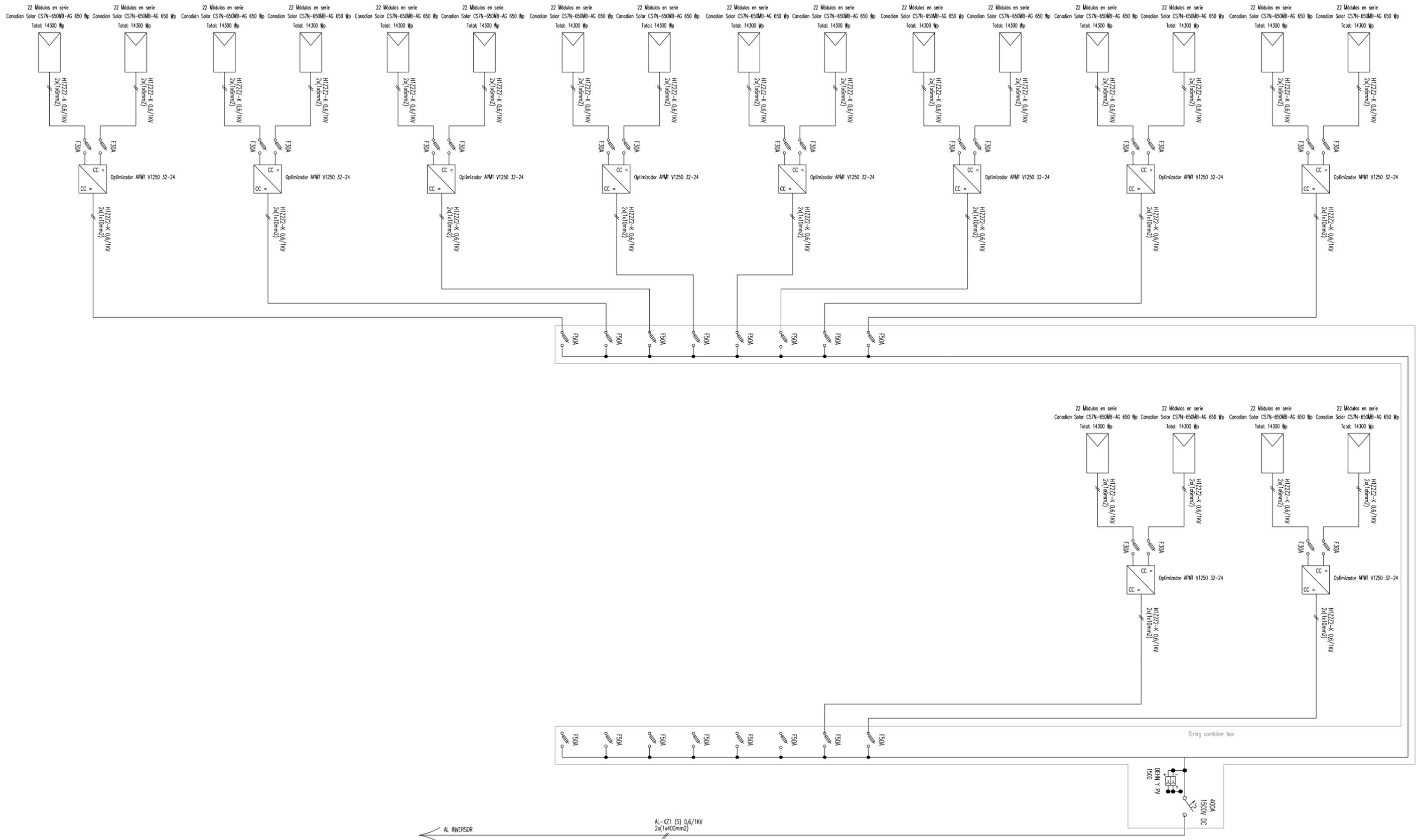
Esquema conexionado string combiner box - Caja con 12 entradas ocupadas

Dibujado por:  
Sergio Rodríguez García

Fecha: Julio de 2023

Nº plano: 6/8

Escala: N/A



\*Se utilizarán 2 cajas de conexiones con 10 entradas ocupadas



Dimensionamiento de una planta solar fotovoltaica en GUAM

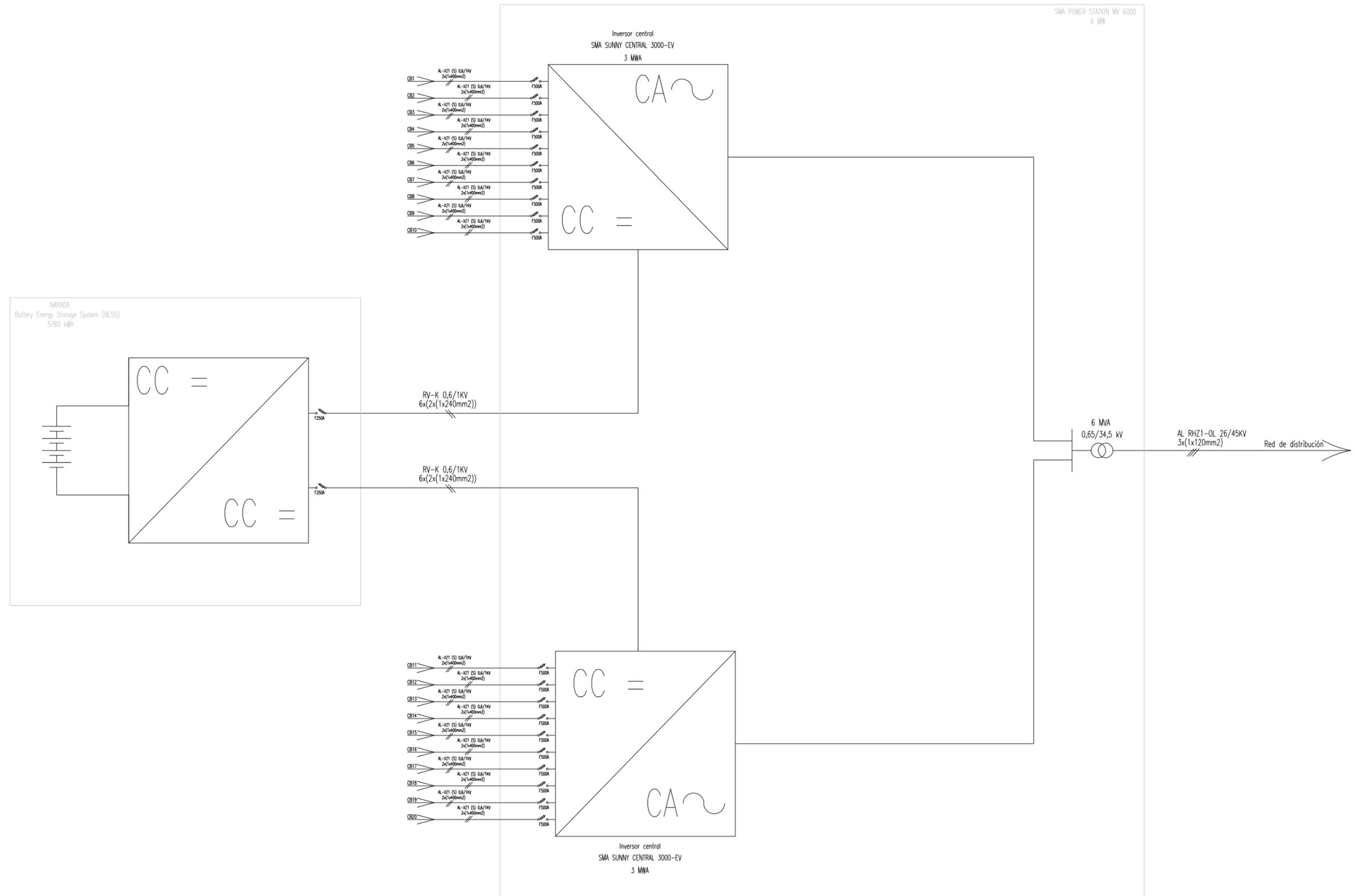
Esquema conexionado string combiner box - Caja con 10 entradas ocupadas

Dibujado por:  
Sergio Rodríguez García

Fecha: Julio de 2023

Nº plano: 7/8

Escala: N/A



Dimensionamiento de una planta solar fotovoltaica en GUAM

Esquema conexionado Power station - BESS

Dibujado por:  
Sergio Rodríguez García

Fecha: Julio de 2023

Nº plano: 8/8

Escala: N/A

# Presupuesto

## ÍNDICE

<b>1. OBJETO .....</b>	<b>3</b>
<b>2. PRESUPUESTO Y MEDICIONES.....</b>	<b>4</b>
2.1 OBRA CIVIL.....	4
2.2 EQUIPOS.....	5
2.3 INSTALACIÓN ELÉCTRICA.....	6
2.4 CONTROL PLANTA.....	7
2.5 SEGURIDAD Y VIGILANCIA PERIMETRAL.....	7
2.6 SERVICIOS AUXILIARES.....	8
2.7 OTROS.....	8
<b>3. RESUMEN DE PRESUPUESTO .....</b>	<b>9</b>

# 1. Objeto

En este capítulo se presenta el presupuesto desglosado para cada una de las principales partes que componen la planta solar.

En el Apartado 2 se recogerán las mediciones y presupuesto de cada una de las partes en las que se subdivide la planta.

En el Apartado 3 se expondrá un resumen de precios de cada uno de los capítulos y se calculará el coste total de ejecución de la planta.

## 2. Presupuesto y mediciones

### 2.1 Obra civil

Capítulo	Descripción	Medición		Presupuesto	
		Ud.	Cantidad	Precio unitario	Total
<b>1</b>	Obra civil				
<b>1.1</b>	Desbroce y limpieza	m <sup>2</sup>	125.235,5	\$ 0,66	\$ 82.655,43
	Retirada de árboles y capa vegetal del terreno por medios mecánicos. Transporte de residuos a vertedero autorizado, incluido carga y descarga de los residuos.				
<b>1.2</b>	Marcado de instalaciones	m <sup>2</sup>	52.922,08	\$ 0,12	\$ 6.350,65
	Marcado de la ubicación de todos los postes de la instalación mediante GPS y pintura, así como el marcado de la posición de las canalizaciones de media y baja tensión.				
<b>1.3</b>	Ejecución de canalizaciones	m	3.500	\$ 10,00	\$ 35.000,00
	Apertura de zanjas para cables de media y baja tensión mediante medios mecánicos según dimensiones del proyecto.				
<b>1.4</b>	Arquetas para baja tensión	Ud.	25	\$ 60,00	\$ 1.500,00
	Colocación de arquetas sin fondo de hormigón de dimensiones 85x85 según planos constructivos. Completamente instaladas				
<b>1.6</b>	Ejecución de cimentaciones	m <sup>2</sup>	61	\$ 230,00	\$ 14.030,00
	Suministro y ejecución de cimentaciones para el grupo inversor-transformador y BESS según planos. Totalmente acabadas.				
<b>1.9</b>	Ejecución caseta de control	Ud.	1	\$ 50.000,00	\$ 50.000,00
	Construcción de caseta de control, incluyendo movimiento de tierras y cimentaciones según planos. Completamente acabada				
<b>1.9</b>	Vallado perimetral	m	1.482	\$ 25,00	\$ 37.050,00
	Suministro e instalación completa del vallado perimetral, con cerco metálico de 2 metros de altura. Incluyendo cimentaciones, postes y portón, con todos los accesorios para el correcto montaje. Totalmente montado y acabado.				
<b>1.5</b>	Limpieza final de obra	m <sup>2</sup>	37.356,74	\$ 0,12	\$ 4.482,81
	Retirada de restos de obra por medios manuales y mecánicos con transporte a vertedero. Incluyendo carga y descarga en camión.				
<b>Total Obra civil</b>				\$	<b>231.068,88</b>

## 2.2 Equipos

Capítulo	Descripción	Medición		Presupuesto	
		Ud.	Cantidad	Precio unitario	Total
<b>2</b>	<b>Equipos</b>				
	Panel fotovoltaico CSI Solar 650 Wp	Ud.	11.704	\$ 169,00	\$ 1.977.976,00
<b>2.1</b>	Suministro e instalación de módulos fotovoltaicos Canadian Solar modelo BiHiKu7 CS7N650MB-AG de silicio monocristalino bifaciales. Con las siguientes características: 132 células, potencia pico 650Wp, tensión en el punto de máxima potencia 37,9 V, corriente en el punto de máxima potencia 17,65 A y rendimiento 20,9 %.				
	Power Station SMA MV6000	Ud.	1	\$ 340.000,00	\$ 340.000,00
<b>2.2</b>	Suministro, instalación y puesta en marcha de la Power Station. Incluye dos inversores SMA SUNNY CENTRAL 3000-EV y un transformador de media tensión, así como todas las protecciones necesarias. Completamente montado e instalado.				
	Sistema de almacenamiento en baterías	Ud.	1	\$ 5.760.000,00	\$ 5.760.000,00
<b>2.3</b>	Suministro, instalación y puesta en marcha del sistema de almacenamiento en baterías de NARADA. Compuesto por baterías LFP, capacidad nominal de almacenamiento del sistema 5760 kWh y todos los sistemas auxiliares necesarios para su correcto funcionamiento. Todo ello integrado en un contenedor de 40 ft. Completamente montado e instalado.				
	Optimizador APMT V1250-32-24	Ud.	266	\$ 720,00	\$ 191.520,00
<b>2.4</b>	Suministro, instalación y puesta en marcha de los optimizadores solares marca AMPT modelo V1250-32-24. Incluyendo todos los equipos auxiliares necesarios. Completamente montado e instalado.				
	Seguidor solar 1 eje STI	Ud.	134	\$ 5.120,94	\$ 686.205,52
<b>2.5</b>	Suministro, montaje y puesta en marcha del seguidor solar a 1 eje marca STI NORLAND modelo H250. Con capacidad para alojar 2 filas con 22 módulos por fila. Incluyendo hincado sobre el terreno. Completamente instalado.				
	String combiner box	Ud.	20	\$ 800,00	\$ 16.000,00
<b>2.6</b>	Suministro e instalación de cajas de agrupamiento de 16 strings, con seccionador de 400 A y porta fusibles de 50 A. Incluyendo cimentación y montaje sobre poste. Completamente montado e instalado.				
	Estación meteorológica	Ud.	1	\$ 7.000,00	\$ 7.000,00
<b>2.7</b>	Suministro, instalación y puesta en marcha de una estación meteorológica completa con anemómetro, pluviómetro, detector de suciedad, piranómetro y termómetro. Incluyendo cimentación y poste. Completamente montada en instalada.				
<b>Total Equipos</b>				\$	8.978.701,52

## 2.3 Instalación eléctrica

Capítulo	Descripción	Medición		Presupuesto	
		Ud.	Cantidad	Precio unitario	Total
<b>3.1</b>	Instalación eléctrica. Corriente continua				
<b>3.1.1</b>	Conductor H1Z2Z2-K 1x6 mm <sup>2</sup>	m	32.240	\$ 0,915	\$ 29.499,60
	Cable eléctrico unipolar de cobre, PRYSOLAR H1Z2Z2-K del fabricante PRYSMIAN. Cable flexible de tensión asignada 0,6/1 kV, hasta 1,8 kV en corriente continua. Resistente a los rayos ultravioleta y al ozono. Temperatura máxima en servicio continuado 90°C, hasta 120°C durante 20000 horas. No propagador de la llama.				
<b>3.1.2</b>	Conductor H1Z2Z2-K 1x10 mm <sup>2</sup>	m	38.503	\$ 1,25	\$ 48.128,75
	Cable eléctrico unipolar de cobre, PRYSOLAR H1Z2Z2-K del fabricante PRYSMIAN. Cable flexible de tensión asignada 0,6/1 kV, hasta 1,8 kV en corriente continua. Resistente a los rayos ultravioleta y al ozono. Temperatura máxima en servicio continuado 90°C, hasta 120°C durante 20000 horas. No propagador de la llama.				
<b>3.1.3</b>	Conductor AL XZ1 (S) 1x400 mm <sup>2</sup>	m	7.109	\$ 17,00	\$ 120.853,00
	Cable eléctrico unipolar de aluminio, AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S) - AL XZ1 (S) del fabricante PRYSMIAN. Cable de tensión asignada 0,6/1 kV, hasta 1,8 kV en corriente continua. Resistente a los rayos ultravioleta y al ozono. Temperatura máxima en servicio continuado 90°C, hasta 120°C durante 20000 horas. No propagador de la llama.				
<b>3.1.4</b>	Conductor RV-K 1x240 mm <sup>2</sup>	m	394	\$ 65,00	\$ 25.610,00
	Cable eléctrico unipolar de cobre, RETENAX CPRO Flex - RV-K del fabricante PRYSMIAN. Cable de tensión asignada 0,6/1 kV, hasta 1,8 kV en corriente continua. Cable flexible existente a los rayos ultravioleta y a la absorción de agua. Temperatura máxima en servicio continuado 90°C, hasta 120°C durante 20000 horas. No propagador de la llama.				
<b>3.1.5</b>	Conector solar MC4 1x6	Ud.	1.064	\$ 0,60	\$ 638,40
	Suministro de conectores macho y hembra modelo PV-KST4-EVO 2A/6x con conector MC4-Evo 2 para cable de 1x6. Fabricante STÄUBLI.				
<b>3.1.6</b>	Conector solar MC4 1x10	Ud.	532	\$ 0,65	\$ 345,80
	Suministro de conectores macho y hembra modelo PV-KST4-EVO 2A/10II con conector MC4-Evo 2 para cable de 1x10. Fabricante STÄUBLI.				
<b>Total Corriente continua</b>					\$ 225.075,55
<b>3.2</b>	Instalación eléctrica. Corriente alterna				
<b>3.2.1</b>	Conductor AL RHZ1-0L, AL HEPRZ1 1x120mm <sup>2</sup>	m	1.800	\$ 7,28	\$ 13.104,00
	Cable eléctrico unipolar de aluminio, EPROTENAX H - AL RHZ1-0L, AL HEPRZ1 del fabricante PRYSMIAN. Cable de tensión asignada 26/45 kV, hasta 52 kV entre fases y 250 kV a impulsos. Temperatura máxima en servicio continuado 90°C, hasta 250°C en régimen de cortocircuito. No propagador de la llama.				
<b>Total Corriente alterna</b>					\$ 13.104,00

3.3 Instalación eléctrica. Protecciones corriente continua					
3.3.1	Fusibles paneles solares	Ud.	532	\$ 1,50	\$ 798,00
	Suministro de fusibles en línea de 30A modelo PV-K/1500ILF30/6N0055UL incluyendo conectores macho-hembra. Fabricante STÄUBLI				
3.3.1	Fusibles string combiner box	Ud.	266	\$ 3,00	\$ 798,00
	Suministro de fusibles tipo gPV cilíndricos de dimensiones 22x65 de 50A, referencia 492275. Fabricante DF ELECTRIC.				
3.3.1	Fusibles inversor	Ud.	20	\$ 9,00	\$ 180,00
	Suministro de fusibles tipo gPV de cuchillas de dimensiones 3L, de 500A, referencia 004110634. Fabricante GREEN PROTECT.				
3.3.1	Fusibles BESS	Ud.	12	\$ 8,00	\$ 96,00
	Suministro de fusibles tipo aBAT de cuchillas de 250A, modelo ABAT15AD250. Fabricante MERSEN.				
<b>Total Protecciones corriente continua</b>					\$ 1.872,00
<b>Total Instalación eléctrica</b>					\$ 240.051,55

## 2.4 Control planta

Capítulo	Descripción	Medición		Presupuesto	
		Ud.	Cantidad	Precio unitario	Total
4	Control planta				
4.1	Sistema SCADA	Ud.	1	\$ 45.000,00	\$ 45.000,00
	Suministro, instalación y puesta en marcha de un sistema SCADA para la operación de la planta. Totalmente instalado.				
4.2	Power plant controller (PPC)	Ud.	1	\$ 20.000,00	\$ 20.000,00
	Suministro, instalación y puesta en marcha de un PPC encargado de controlar la planta. Totalmente instalado.				
<b>Total Control planta</b>					\$ 65.000,00

## 2.5 Seguridad y vigilancia perimetral

Capítulo	Descripción	Medición		Presupuesto	
		Ud.	Cantidad	Precio unitario	Total
5	Seguridad y vigilancia perimetral				
5.1	Sistema de seguridad	Ud.	1	\$ 70.000,00	\$ 70.000,00
	Suministro, instalación y puesta en marcha de un sistema de vigilancia perimetral y en la caseta de control mediante cámaras con una cobertura del 100% de la superficie de la planta, incluyendo detectores de intrusión y sistema de alimentación de respaldo por medio de baterías. Completamente instalado.				
<b>Total Seguridad y vigilancia perimetral</b>					\$ 70.000,00

## 2.6 Servicios auxiliares

Capítulo	Descripción	Medición		Presupuesto	
		Ud.	Cantidad	Precio unitario	Total
<b>6</b>	Servicios auxiliares				
	Servicios auxiliares	Ud.	1	\$ 25.000,00	\$ 25.000,00
<b>6.1</b>	Suministro e instalación de servicios auxiliares, incluyendo cuadro general de servicios en el edificio de control y UPS de respaldo. Totalmente instalado.				
<b>Total Servicios auxiliares</b>					\$ 25.000,00

## 2.7 Otros

Capítulo	Descripción	Medición		Presupuesto	
		Ud.	Cantidad	Precio unitario	Total
<b>7</b>	Otros				
	Otros	Ud.	1	\$ 1.500.000,00	\$ 1.500.000,00
<b>7.1</b>	Servicios de ingeniería, tramitación de permisos, logística y montaje.				
<b>Total Otros</b>					\$ 1.500.000,00

### 3. Resumen de presupuesto

En la siguiente tabla se recoge el presupuesto agrupado en capítulos.

Capítulo	Importe
Obra civil	\$ 231.068,88
Equipos	\$ 8.978.701,52
Instalación eléctrica	\$ 240.051,55
Control	\$ 65.000,00
Seguridad y vigilancia perimetral	\$ 70.000,00
Servicios auxiliares	\$ 25.000,00
Otros	\$ 1.500.000,00
<b>Total</b>	<b>\$ 11.109.821,95</b>

Gastos generales (13%)	\$ 1.444.276,85
Beneficio industrial (6%)	\$ 666.589,32
<b>Total</b>	<b>\$ 13.220.688,13</b>

21% IVA	\$ 2.776.344,51
---------	-----------------

<b>Total presupuesto general</b>	<b>\$ 15.997.032,63</b>
----------------------------------	-------------------------

Asciende el presupuesto general a la expresada cantidad de QUINCE MILLONES NOVECIENTOS NOVENTA Y SIETE MIL TREINTA Y DOS DÓLARES con SESENTA Y TRES centavos.

# Pliego de condiciones

## ÍNDICE

<b>1. CONDICIONES GENERALES .....</b>	<b>5</b>
1.1 OBJETO .....	5
1.2 CAMPO DE APLICACIÓN.....	5
1.3 DISPOSICIONES LEGALES.....	5
1.3.1. Seguridad en el trabajo .....	5
1.3.2. Seguridad pública.....	6
1.4 ORGANIZACIÓN DEL TRABAJO.....	6
1.4.1. Datos de obra .....	6
1.4.2. Replanteo de obra.....	7
1.4.3. Condiciones generales.....	7
1.4.4. Planificación y coordinación.....	8
1.4.5. Acopio de materiales .....	9
1.4.6. Inspección y medidas previas al montaje .....	9
1.4.7. Planos, catálogos y muestras .....	10
1.4.8. Variaciones del proyecto y cambios de materiales.....	10
1.4.9. Cooperación con otras contratatas .....	11
1.4.10. Protección .....	11
1.4.11. Limpieza de la obra.....	11
1.4.12. Andamios y aparejos .....	11
1.4.13. Obras de albañilería.....	12
1.4.14. Energía eléctrica y agua.....	12
1.4.15. Ruidos y vibraciones.....	12
1.4.16. Canalizaciones .....	12

1.4.17.	<i>Protección de partes en movimiento.....</i>	13
1.4.18.	<i>Cuadros y líneas eléctricas.....</i>	13
1.4.19.	<i>Pinturas y colores.....</i>	13
1.4.20.	<i>Identificación.....</i>	14
1.4.21.	<i>Pruebas.....</i>	14
1.4.22.	<i>Pruebas finales.....</i>	14
1.4.23.	<i>Recepción provisional.....</i>	14
1.4.24.	<i>Periodos de garantía.....</i>	15
1.4.25.	<i>Recepción definitiva.....</i>	15
1.4.26.	<i>Subcontratación de obras.....</i>	16
1.4.27.	<i>Precios.....</i>	16
1.4.28.	<i>Pago de obras.....</i>	16
1.4.29.	<i>Abono de materiales acopiados.....</i>	17
1.5	DISPOSICIÓN FINAL.....	17
<b>2.</b>	<b>CONDICIONES DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....</b>	<b>18</b>
2.1	INFORMACIÓN DE PLACA DE CARACTERÍSTICAS.....	18
2.2	SUBSISTEMAS, COMPONENTES E INTERFACES DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE GENERACIÓN.....	18
2.2.2.	<i>Campo fotovoltaico.....</i>	19
2.2.3.	<i>Interfaz DC/DC.....</i>	20
2.2.4.	<i>Interfaz AC/AC.....</i>	20
2.2.5.	<i>Inversor.....</i>	21
2.3	ENSAYOS EN MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	21
2.3.1.	<i>Ensayo ultravioleta.....</i>	21
2.3.2.	<i>Ensayo de corrosión por niebla salina.....</i>	21

2.3.3.	<i>Ensayo de resistencia al impacto</i> .....	21
<b>3.</b>	<b>ZANJAS</b> .....	<b>22</b>
3.1	APERTURA DE ZANJAS.....	22
3.2	SUMINISTRO Y COLOCACIÓN DE PROTECCIÓN DE ARENA (CABLES DIRECTAMENTE ENTERRADOS).....	22
3.3	SUMINISTRO Y COLOCACIÓN DE TUBOS (CABLES ENTERRADOS BAJO TUBO) .....	23
3.4	COLOCACIÓN DE CINTA DE SEÑALIZACIÓN.....	23
3.5	TAPADO Y APISONADO DE ZANJAS .....	23
3.6	CARGA Y TRANSPORTE A VERTEDERO DE LAS TIERRAS SOBRANTES.....	23
<b>4.</b>	<b>MONTAJE DE LA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA</b> .....	<b>24</b>
4.1	ESTUDIO Y PLANIFICACIÓN PREVIA .....	24
4.2	ESTRUCTURA SOPORTE .....	25
4.3	MONTAJE SOBRE SUELO .....	26
<b>5.</b>	<b>MANTENIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA</b> .....	<b>27</b>
5.1	GENERALIDADES.....	27
5.2	PROGRAMA DE MANTENIMIENTO .....	27

# 1. Condiciones generales

## 1.1 Objeto

El presente Pliego de Condiciones tiene por objetivo determinar los requisitos a los que se deben ajustar la ejecución de las instalaciones en materia de requisitos técnicos y de calidad para la construcción de una planta de generación de energía eléctrica cuyas características técnicas se encuentran especificadas en el documento Memoria Descriptiva.

## 1.2 Campo de aplicación

El presente Pliego de Condiciones hace referencia a la construcción de:

- Instalaciones solares fotovoltaicas

## 1.3 Disposiciones legales

El contratista estará obligado al cumplimiento de la reglamentación vigente en materia de seguridad y salud en el trabajo, en concreto la ley en materia de seguridad y salud en el trabajo.

El contratista deberá contar con todos los permisos vigentes para desempeñar la actividad de Instalador a fecha de inicio de la obra.

### 1.3.1. Seguridad en el trabajo

El Contratista está obligado a cumplir con las condiciones indicadas en la OSH Act of 1970 – Occupational Safety and Health Administration.

El Contratista deberá proveer cuando fuese preciso herramientas para el mantenimiento de máquinas, materiales y útiles de trabajo en las debidas condiciones de seguridad.

En caso de que los operarios se encuentren trabajando en las proximidades, o sobre circuitos o equipos en tensión, usarán ropa sin accesorios metálicos y evitarán todo contacto innecesario con objetos metálicos. Los útiles tales como metros, reglas o aceiteras deberán estar fabricados con materiales no conductores. El material a utilizar será transportado en bolsas y se utilizará calzado aislante o por lo menos sin herrajes ni clavos en la suela.

El personal de la Contrata está obligado a utilizar todos los dispositivos y medios de protección personal, herramientas y prendas de seguridad exigidos para eliminar o reducir los riesgos profesionales derivados de la actividad, tales como casco, gafas, guantes,... El Director de Obra podrá suspender los trabajos si estima que el personal de la Contrata está expuesto a peligros que pueden ser corregibles.

El Director de Obra podrá ordenar al Contratista por escrito el cese en obra, de cualquier empleado u obrero que, por imprudencia temeraria pudiera causar accidentes que hicieran peligrar la integridad física del propio trabajador o de sus compañeros.

### **1.3.2. Seguridad pública**

El Contratista deberá tomar las máximas precauciones en todas las operaciones y usos de equipos para proteger a las personas, animales o cosas de los peligros procedentes del trabajo, siendo de su cuenta las responsabilidades derivadas de tales accidentes.

El Contratista suscribirá una póliza de Seguros con cobertura suficiente para él y sus empleados frente a las responsabilidades por daños, responsabilidad civil, etc., que pudieran incurrir tanto para el Contratista como terceros, como consecuencia de la ejecución de los trabajos.

## **1.4 Organización del trabajo**

El Contratista deberá ejecutar los trabajos de la forma más eficaz para la perfecta ejecución de los mismos, y las obras se realizarán siempre bajo las indicaciones del Director de Obra, al amparo de las condiciones siguientes:

### **1.4.1. Datos de obra**

Se entregará al Contratista una copia de los planos y pliego de condiciones del Proyecto, así como tantos planos necesite para la completa ejecución de la Obra.

El Contratista podrá sacar tantas copias de los distintos apartados del Proyecto como considere necesario.

En un plazo máximo de dos meses tras la finalización de los trabajos, el Contratista deberá actualizar los diversos planos y documentos existentes de acuerdo a las características de la obra terminada. Estos documentos serán entregados al Director de Obra

El Contratista no podrá realizar alteraciones, correcciones, omisiones, adiciones o variaciones sustanciales de los datos fijados en el Proyecto, salvo previa aprobación por escrito del Director de Obra.

#### **1.4.2. Replanteo de obra**

Una vez que el Contratista esté en posesión del Proyecto y antes de comenzar las obras, el Director de Obra deberá realizar el replanteo de las mismas, prestando especial atención a los puntos singulares, entregando al Contratista las referencias y datos necesarios para fijar completamente la ubicación de los mismos.

Se levantará por duplicado un Acta, en el que constarán, claramente, los datos entregados, firmado por el Director de Obra y por el representante del Contratista.

#### **1.4.3. Condiciones generales**

El Contratista suministrará todos los materiales y equipos indicados en los Planos, de acuerdo con el número, características, tipos y dimensiones recogidos en las Mediciones.

En caso de discrepancia entre las cantidades recogidas en los Planos y las Mediciones, prevalecerá lo indicado en los planos. En caso de discrepancia con las calidades, este Documento tendrá preferencia sobre cualquier otro.

En caso de existir discrepancias o dudas sobre la interpretación técnica de cualquier documento del proyecto, el criterio de la Dirección de Obra prevalecerá sobre los demás.

Todos los materiales y equipos suministrados por el Contratista deberán ser nuevos salvo que se especifique lo contrario en otra parte del Proyecto.

Las ofertas incluirán el transporte de los materiales a pie de obra, así como la mano de obra necesaria para el montaje de los equipos y las pruebas de recepción.

El Contratista deberá proporcionar también los servicios de un Técnico competente que estará al cargo de la instalación y será el responsable ante la Dirección Facultativa o Dirección de Obra de la actuación de los técnicos encargados de instalar, arrancar y probar cada equipo hasta la recepción.

La Dirección de Obra se reserva el derecho de pedir al Contratista la destitución, en cualquier momento, del Técnico responsable, sin la necesidad de alegar justificaciones.

El Técnico designado presenciara todas las reuniones programadas por la Dirección de Obra durante el transcurso de la obra y tendrá autoridad suficiente como para tomar decisiones en nombre del Contratista.

En cualquier caso, los trabajos ejecutados en el presente Proyecto alcanzarán el objetivo de realizar una instalación completamente terminada, probada y lista para funcionar.

Los equipos y materiales recepcionados en obra serán comprobados para asegurar que cumplen con las siguientes características técnicas exigidas en el proyecto:

- Control de documentación de los suministros.
- Control de distintivos de calidad.
- Control mediante ensayos y pruebas.

La Dirección de Obra comprobará que los materiales y equipos recibidos:

- Se corresponden con los exigidos en Pliego de Condiciones Técnicas del proyecto.
- Cuentan con la documentación exigida.
- Cumplen las propiedades exigidas por el proyecto.
- Han sido sometidos a los ensayos y pruebas exigidos por la normativa vigente cuando así lo establezca el Pliego de Condiciones.

La Dirección de Obra comprobará que la documentación proporcionada por suministradores de materiales y fabricantes de equipos se ajusta las exigencias de obligado cumplimiento del Proyecto.

#### **1.4.4. Planificación y coordinación**

En el primer mes tras la adjudicación de la obra, el Contratista deberá presentar, en una primera aproximación, los plazos de ejecución de al menos las siguientes partidas de obra:

- Replanteo y acopio de materiales.
- Montaje del generador fotovoltaico.
- Montaje de cuadros eléctricos y equipos de control.
- Puesta en marcha y pruebas finales de equipos.

Antes del comienzo de la obra, el Contratista deberá, previo estudio detallado de los plazos de entrega de los equipos, aparatos y materiales colaborar con la Dirección de Obra para asignar fechas exactas a las distintas fases de la obra.

La coordinación con otros contratistas será responsabilidad de las Dirección de Obra, o de la persona o entidad asignada por la misma.

#### **1.4.5. Acopio de materiales**

El contratista almacenará en el lugar establecido, de acuerdo con el plan de obra, todos los materiales necesarios para la ejecución de la obra, de acuerdo con las necesidades de cada fase en la que se encuentre la obra.

Los materiales deberán ser adecuadamente protegidos contra golpes o elementos climatológicos en la medida que su constitución o valor económico lo exijan.

La vigilancia de los materiales almacenados así como del montaje será responsabilidad del Contratista hasta la recepción provisional. En caso de que no se especifique en el contrato, la vigilancia tendrá lugar las 24 horas del día todos los días de la semana, incluyendo festivos.

La Dirección de Obra tendrá libre acceso a todos los lugares de almacenamiento y puntos de trabajo, pudiendo aceptar o rechazar los materiales o equipos si no cumplen con los requisitos marcados en el Pliego de Condiciones Técnicas o muestran claros signos de deterioro.

Cuando algún equipo o material presente dudas acerca de su procedencia, calidad o aptitud para la función, la Dirección de Obra podrá, si así lo desea, recoger muestras para verificar su aptitud. Corriendo el Contratista con los cargos derivados de los ensayos. Si el certificado emitido fuese de resultado negativo, el material sería rechazado y sustituido por otro de calidad aceptable, corriendo el Contratista con los gastos derivados.

De igual forma, la Dirección de Obra podrá exigir la apertura de calas cuando exista la sospecha de vicios ocultos en la instalación, corriendo el Contratista con todos los gastos asociados.

#### **1.4.6. Inspección y medidas previas al montaje**

Previo al inicio de los trabajos de montaje, el Contratista deberá realizar el replanteo de todos y cada uno de los equipos, elementos y conducciones que componen la instalación.

En caso de que existan discrepancias entre las medidas realizadas en obra y las que aparecen en los planos, que impidan la realización de los trabajos de manera correcta, se deberá informar a la Dirección de Obra para realizar las pertinentes rectificaciones.

#### **1.4.7. Planos, catálogos y muestras**

En ningún momento los Planos del Proyecto deben considerarse de carácter ejecutivo, sino solamente de carácter indicativo acerca de la disposición general del sistema mecánico.

Para la exacta colocación de los aparatos, equipos y conducciones, el Contratista examinará detenidamente los planos y detalles de los Proyectos arquitectónico y estructural.

El Contratista deberá verificar que la colocación de equipos y apertura de zanjas no interfiera con los trabajos de otros Contratistas. En caso de conflicto se consultará a la Dirección de Obra, cuya decisión será inapelable.

Los planos de detalle podrán ser sustituidos por folletos y catálogos del fabricante siempre y cuando la información contenida sea lo suficientemente clara.

Ningún equipo o aparato podrá ser entregado en obra sin obtener previamente la aprobación por escrito de la Dirección de Obra.

Bajo petición de la Dirección de Obra y en determinados casos, el Contratista deberá entregar una muestra del material que pretende instalar antes de obtener la correspondiente aprobación.

#### **1.4.8. Variaciones del proyecto y cambios de materiales**

Durante la fase de oferta, el Contratista podrá proponer variantes sobre el presente Proyecto que afecten a los materiales especificados, debiendo las variaciones debidamente justificadas.

Tales variaciones deberán ser aprobada por la Dirección de Obra., dichas variaciones solamente serán aceptadas cuando supongan un beneficio económico para la propiedad sin afectar a la calidad de la instalación.

Cualquier variación sobre el proyecto propuesta por la Dirección de Obra durante la fase de montaje que requieran de un cambio en las calidades, cantidades o incluso el desmontaje de parte de la obra ejecutada deberán ser efectuadas por el Contratista, después de haber realizado una oferta adicional con nuevos precios a negociar.

#### **1.4.9. Cooperación con otras contratatas**

El contratista deberá colaborar plenamente con el resto de contratatas presentes en la obra, entregando toda la documentación necesaria de forma que los trabajos se desarrollen sin incidencias ni retrasos.

Si el contratista coloca en obra cualquier material o equipo sin haber coordinado el trabajo con el resto de oficios, en caso de existir conflictos deberá corregir su trabajo sin coste alguno para la Propiedad.

#### **1.4.10. Protección**

El contratista está obligado a proteger todos los equipos y materiales frente a desperfectos y daños durante el almacenamiento en obra y una vez instalados.

Las aperturas de conexiones de todos los aparatos y máquinas deberán estar convenientemente protegidas hasta su unión con otros equipos.

Se tendrá especial cuidado durante el transporte, almacenaje y montaje de materiales o equipos frágiles tales como paneles solares, equipos de medida y control, etc.

El Contratista será el responsable de sus materiales y equipos hasta la Recepción Provisional de Obra, si se produjese algún daño o desperfecto el Contratista asumirá el coste total de sustitución del equipo.

#### **1.4.11. Limpieza de la obra**

Durante el transcurso del montaje de las instalaciones, el Contratista deberá evacuar de la obra todos aquellos materiales sobrantes de trabajos realizados con anterioridad.

Al finalizar la obra, el Contratista deberá eliminar cualquier resto de suciedad que pudiera haber sobre los componentes y equipos, dejándolos en perfecto estado.

#### **1.4.12. Andamios y aparejos**

El Contratista deberá suministrar la mano de obra así como andamios y aparejos necesarios para el movimiento vertical y horizontal de materiales ligeros de obra desde la zona de almacenamiento hasta el emplazamiento.

El movimiento de material pesado o voluminoso como paneles fotovoltaicos desde camión hasta el lugar de emplazamiento se realizará con los medios de la empresa constructora, bajo supervisión y responsabilidad del Contratista.

#### **1.4.13. Obras de albañilería**

La realización de todas las obras de albañilería necesarias para la instalación de materiales y equipos correrá a cargo de la empresa constructora. Tales obras incluyen apertura y cierre de rozas, colocación de elementos estructurales verticales y horizontales, ejecución y cierre de zanjas, ejecución de forjados y cimentaciones, etc.

En cualquier caso, estos trabajos se realizarán bajo la responsabilidad del contratista que suministrará, cuando sea necesario los planos de detalle.

La fijación de soportes bien por medios mecánicos o por soldadura será efectuada por el contratista siguiendo las directrices impuestas por la Dirección de Obra.

#### **1.4.14. Energía eléctrica y agua**

Todos los gastos relativos al consumo de energía eléctrica y agua por parte del Contratista necesarios para la realización de los trabajos de montaje serán asumidos por la empresa constructora.

Antes de tomar posesión de la obra, el Contratista deberá informar a la empresa constructora acerca de sus necesidades de potencia eléctrica y consumo de agua.

#### **1.4.15. Ruidos y vibraciones**

Toda maquinaria deberá funcionar, bajo cualquier condición de carga sin producir ruidos o vibraciones que sobrepasen los valores máximos exigidos por la normativa vigente.

Las correcciones efectuadas para reducir los ruidos y vibraciones deberán ser aprobadas por la Dirección de Obra y realizarse de acuerdo a las recomendaciones del fabricante del equipo.

#### **1.4.16. Canalizaciones**

Antes de su colocación, todas las canalizaciones deberán ser inspeccionadas visualmente y limpiadas de cualquier cuerpo extraño, oxido, suciedades, etc.

La alineación de las canalizaciones en las uniones se realizará con los correspondientes accesorios, centrando los ejes de las canalizaciones con los accesorios. En ningún momento se deberá forzar la canalización.

En las tuberías se deberá asegurar que mantienen su sección circular una vez instaladas. En caso de que las tuberías estén provistas de aislamiento térmico se deberá asegurar que en ningún momento se interrumpe dicho aislamiento.

Las tuberías deberán ir montadas sobre soportes flexibles para evitar la propagación de vibraciones, dichos soportes flexibles estarán fabricados en materiales no metálicos para impedir su corrosión.

En el caso de tuberías enterradas, estas deberán disponer de la protección adecuada para el medio en el que se encuentran inmersas, en ningún caso se impedirá el libre juego de dilatación.

#### **1.4.17. Protección de partes en movimiento**

El Contratista está obligado a suministrar protecciones a todo tipo de maquinaria en movimiento en las que se pueda producir un contacto accidental. Las protecciones deberán ser de tipo desmontable para facilitar las labores de mantenimiento.

#### **1.4.18. Cuadros y líneas eléctricas**

El contratista suministrará e instalará los cuadros eléctricos de protección, maniobra y control de todos los equipos de la instalación mecánica. El conexionado de los cuadros eléctricos estará a cargo del Contratista.

La instalación eléctrica cumplirá con las exigencias marcadas en el National Electric Code (NEC).

#### **1.4.19. Pinturas y colores**

Todas las conducciones de la instalación estarán dispuestas de acuerdo a las obligaciones del NEC.

No se alterará el color de los equipos y materiales suministrados. En caso de que se produjesen desperfectos como consecuencia de golpes o raspaduras, estos serán arreglados en obra a juicio de la Dirección de Obra.

#### **1.4.20. Identificación**

Al finalizar la obra, todos los equipos, aparatos y cuadros eléctricos deberán ser marcados con una chapa identificativa, indicando el número y nombre del aparato.

Aquellos equipos y aparatos que consuman energía deberán venir equipados de fábrica con una placa identificativa en la que se incluirá el nombre del fabricante y del equipo, modelo, conformidad a normas y principales características técnicas.

Las placas se colocarán sobre los equipos remachadas, soldadas o material adhesivo de forma que se asegure su inmovilidad. Se situarán en un lugar visible y deberán estar escritas como mínimo en lengua inglesa.

#### **1.4.21. Pruebas**

El Contratista pondrá a disposición todos los medios humanos y materiales necesarios para efectuar las pruebas parciales y finales de la instalación.

Las pruebas parciales estarán precedidas de una comprobación de los materiales al momento de su recepción en obra.

Cuando un material o equipo llegue a obra con un certificado que acredite el cumplimiento de la normativa en vigor, únicamente se realizará una inspección visual del equipo o material.

Una vez el equipo se encuentre instalado, se comprobará que el montaje cumple con los requisitos recogidos en la normativa vigente y del manual de instalación del equipo.

#### **1.4.22. Pruebas finales**

Una vez la instalación se encuentre completamente montada y terminada, de acuerdo a las especificaciones del proyecto, se deberán realizar las pruebas finales de conjunto de la instalación según indicaciones de la Dirección de Obra.

#### **1.4.23. Recepción provisional**

Una vez terminadas las obras y a los quince días siguientes a la petición del Contratista se hará la recepción provisional de las mismas por el Contratante, requiriendo para ello la presencia del Director de Obra y del representante del Contratista. Se levantará la correspondiente Acta, en la que se hará

constar la conformidad con los trabajos realizados, si este es el caso. Dicho Acta será firmada por el Director de Obra y el representante del Contratista, comenzándose entonces a contar el plazo de garantía.

En el momento de la Recepción Provisional, el Contratista deberá entregar a la Dirección de Obra la siguiente documentación:

- Una copia de planos definitivos, debidamente puestos al día, comprendiendo como mínimo, el esquema de principio, el esquema de control y seguridad, el esquema eléctrico y los planos de plantas donde se deberá indicar el recorrido de las conducciones de distribución.
- Una Memoria de la instalación, en la que se incluyen las bases de proyecto y los criterios adoptados para su desarrollo.
- Una relación de todos los materiales y equipos empleados, indicando fabricante, marca, modelo y características de funcionamiento.
- Un esquema de principio de impresión indeleble para su colocación en sala de máquinas, enmarcado bajo cristal.
- El Manual de Instrucciones.
- El Libro de Mantenimiento.
- Lista de repuestos recomendados y planos de despiece completo de cada unidad.

#### **1.4.24. Periodos de garantía**

El suministrador responderá ante cualquier defecto de montaje durante los primeros 5 años de operación de la planta, a contar desde la fecha de recepción definitiva.

Para los módulos fotovoltaicos, la estructura soporte de los mismos y el grupo inversor/transformador, la garantía será de 10 años. A contar desde la fecha de recepción definitiva.

#### **1.4.25. Recepción definitiva**

Una vez finalizado el plazo de garantía indicado en el contrato o en su defecto a los 12 meses de la recepción provisional de la planta, se procederá a la recepción definitiva de las obras. Levantándose el Acta correspondiente que será firmado por el Director de Obra y el representante del contratista y ratificada por ambas partes.

#### **1.4.26. Subcontratación de obras**

Los trabajos deberán ser ejecutados directamente por el adjudicatario, si bien este podrá concertar con terceros la realización de pequeñas unidades de obra.

En cualquier caso, la responsabilidad de los trabajos realizados por terceros recaerá sobre el adjudicatario del contrato, debiendo responder este ante posibles defectos u errores en los trabajos realizados.

#### **1.4.27. Precios**

El Contratista deberá presentar su oferta indicando los precios de cada uno de los Capítulos del documento "Mediciones". Los precios deberán incluir todos los conceptos mencionados anteriormente.

Una vez adjudicada la obra, el Contratista elegido para su ejecución presentará, previo a la firma del Contrato, los precios unitarios de cada partida de materiales.

Cuando se exija en el Contrato, el Contratista deberá presentar, para cada partida de material, precios descompuestos en material, transporte y mano de obra de montaje.

#### **1.4.28. Pago de obras**

El pago de obras realizadas se hará sobre Certificaciones parciales que se practicarán mensualmente. Dichas Certificaciones contendrán solamente las unidades de obra totalmente terminadas que se hubieran ejecutado en el plazo al que se refieran.

Correrán a cuenta del Contratista las operaciones necesarias para medir unidades ocultas o enterradas, si no se ha advertido al Director de Obra oportunamente para su medición, los gastos de replanteo, inspección y liquidación de las mismas cuando la Dirección Técnica lo estime preciso.

La comprobación, aceptación o reparos deberán quedar terminadas por ambas partes en un plazo máximo de quince días.

El Director de Obra expedirá las Certificaciones de las obras ejecutadas que tendrán carácter de documentos provisionales a buena cuenta, rectificables por la liquidación definitiva o por cualquiera de las Certificaciones siguientes, no suponiendo por otra parte, aprobación ni recepción de las obras ejecutadas y comprendidas en dichas Certificaciones.

#### **1.4.29. Abono de materiales acopiados**

Cuando a juicio del Director de Obra no exista riesgo de desaparición o deterioro de los materiales acopiados, se abonarán con arreglo a los precios descompuestos de la adjudicación. Dicho material acopiado quedará indicado en el Acta de recepción de Obra por el Director de Obra, indicando fecha y lugar de entrega. El contratista será responsable de los daños que se produzcan sobre el material durante las fases de carga, transporte y descarga.

Las bobinas de cable vacías deberán ser restituidas en el plazo de un mes una vez que se haya instalado el cable que contenían. En caso de retraso en la restitución, deterioro o pérdida, el Contratista deberá hacerse cargo de los costes suplementarios que se pudieran derivar.

### **1.5 Disposición final**

La asistencia a cualquier Subasta, Concurso o Concurso-Subasta cuyo Proyecto incluya el presente Pliego de Condiciones Generales, presupone la plena aceptación de todas y cada una de sus cláusulas.

## 2. Condiciones de la instalación fotovoltaica

Todos aquellos materiales situados a la intemperie deberán ser protegidos contra los agentes ambientales, en particular contra los efectos de la radiación solar y la humedad.

Se deberá tener especial precaución en la protección de equipos y materiales que puedan estar sometidos a agentes exteriores agresivos producidos por procesos industriales cercanos.

Será motivo de rechazo cualquier módulo que presente defectos de fabricación tales como roturas, manchas, falta de alineación de las células o burbujas en el encapsulante.

Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima referida en condiciones estándar deberá estar comprendida entre  $\pm 10$  W respecto a los valores nominales de catálogo.

### 2.1 Información de placa de características

La placa de características colocada sobre los módulos deberá contener como mínimo la siguiente información:

- Nombre del fabricante y país de procedencia.
- Fecha de fabricación.
- Material de la célula, el marco y la cubierta frontal y trasera.
- Principales características eléctricas bajo condiciones STC (Potencia eléctrica máxima, Corriente de cortocircuito, Tensión en circuito abierto y Tensión en el punto de máxima potencia).
- Dimensiones principales así como el peso del módulo.

### 2.2 Subsistemas, componentes e interfaces de los sistemas fotovoltaicos de generación.

#### 2.2.1. Sistema de control y monitorización

Subsistema encargado de monitorizar la operación global de la planta fotovoltaica así como la interacción entre los diferentes subsistemas. También podrá interactuar con las cargas.

El sistema de control y monitorización deberá asegurar la operación de la planta tanto en modo automático como manual.

Dentro de las funciones del sistema de control y monitorización se incluyen la detección y adquisición de señales de datos, procesado, registro, transmisión y representación según se demande de los datos. Entre sus funciones de monitorización se encuentran:

- Campo fotovoltaico.
- Subsistema de almacenamiento.
- Interfaz DC/CC.
- Interfaz AC/AC.
- Inversor.
- Condiciones ambientales.

Las funciones del subsistema de control pueden incluir, pero no están limitadas a:

- Control de almacenamiento.
- Seguimiento solar.
- Arranque del sistema.
- Seguridad.
- Protección contra incendios.
- Arranque y control de funciones auxiliares.

En cualquier diseño particular de sistemas de generación fotovoltaica, alguno de los subsistemas descritos anteriormente podría estar ausente, y alguno de los componentes de un subsistema podría estar presente de una o varias formas.

### **2.2.2. Campo fotovoltaico**

Consiste en un conjunto de componentes que, integrados mecánica y eléctricamente forman una unidad capaz de producir potencia en corriente continua (DC) como consecuencia de la radiación solar.

El subsistema fotovoltaico incluirá, aunque no está limitado a:

- Módulos
- Cimentaciones

- Estructuras soporte.
- Interconexiones eléctricas.
- Subcampos fotovoltaicos.
- Campos fotovoltaicos.
- Dispositivos de protección y puesta a tierra.

### 2.2.3. Interfaz DC/DC

Incluye las funciones necesarias para adaptar la tensión DC del sistema fotovoltaico de generación a la carga DC. La interfaz DC/DC podrá incluir uno o más de los siguientes componentes:

- Interruptores automáticos y fusibles.
- Convertidor de tensión DC/DC.
- Fuente auxiliar de potencia AC.
- Dispositivos de filtrado.
- Elementos de protección tales como: Puesta a tierra, Protección contra rayos, Regulador de tensión, aislamiento eléctrico entre la entrada y la salida, etc.

Deberán especificarse los siguientes parámetros:

- Condiciones de entrada: Tensión e intensidad nominales, rangos de tensión e intensidad, y variaciones dinámicas,
- Condiciones de salida: Tensión e intensidad nominales, limitación de intensidad y tolerancia en la tensión de salida.
- Rendimientos de la interfaz.

### 2.2.4. Interfaz AC/AC

Incluye las funciones necesarias para convertir la tensión de corriente alterna (AC) del sistema de generación FV a una carga AC. También puede conectarse a una fuente auxiliar de AC.

El subsistema AC/AC puede incluir, sin estar limitado a, uno o más de los siguientes elementos:

- Interruptores automáticos y fusibles.
- Convertido de tensión AC/AC.
- Dispositivos de filtrado.

- Elementos de protección tales como: Puesta a tierra, Protección contra rayos, Regulador de tensión, aislamiento eléctrico entre la entrada y la salida, etc.

### **2.2.5. Inversor**

El inversor es el equipo encargado de convertir la corriente continua (DC) proveniente del campo fotovoltaico o del sistema de almacenamiento en corriente alterna (AC). El inversor puede incluir el control de tensión, dispositivos de autoprotección, amplificadores de error, etc.

El inversor puede controlar uno o más, pero no está limitado a los siguientes parámetros:

- Frecuencia.
- Nivel de tensión.
- Encendido y apagado.
- Potencia activa y reactiva.
- Forma de onda a la salida.

## **2.3 Ensayos en módulos fotovoltaicos**

### **2.3.1. Ensayo ultravioleta**

Este ensayo permite determinar la resistencia del módulo cuando se expone a la radiación ultravioleta (UV). El ensayo se realizará de acuerdo a lo dispuesto en la norma EN 61435:1999.

Por medio de este ensayo se podrá determinar la resistencia a la radiación UV de los materiales que componen el módulo tales como polímeros y capas protectoras.

### **2.3.2. Ensayo de corrosión por niebla salina**

Por medio de este ensayo se determina la resistencia del módulo fotovoltaico a la corrosión por niebla salina. Se realizará de acuerdo a lo dispuesto en la norma EN 61701:2000.

### **2.3.3. Ensayo de resistencia al impacto**

Se utiliza para determinar la susceptibilidad del módulo a sufrir daños por impactos accidentales. Se realizará de acuerdo con la norma EN 61721:2000.

## 3. Zanjas

La ejecución de zanjas comprenderá las siguientes tareas, descritas en orden cronológico:

- Apertura de zanjas
- Suministro y colocación de protección de arena (cables directamente enterrados).
- Suministro y colocación de tubos (cables enterrados bajo tubo).
- Colocación de cinta de señalización.
- Tapado y apisonado de zanjas.
- Carga y transporte a vertedero de las tierras sobrantes.

### 3.1 Apertura de zanjas

Antes de proceder con la apertura de zanjas se abrirán calas de reconocimiento para confirmar o ratificar el trazado previsto.

Cuando se marque el trazado de las zanjas se deberá tener en consideración el radio mínimo de la curva, que dependerá de la sección de conductor que se vaya a canalizar. Como norma general el radio de curvatura será 20 veces mayor que el diámetro exterior del cable.

Las zanjas se ejecutarán verticales hasta la profundidad de diseño. Se colocarán entibaciones en aquellos terrenos que por su naturaleza lo requieran. Se dejará una distancia de 50 centímetros entre la zanja y la tierra excavada con el fin de evitar que se produzca la caída de tierras a la zanja.

La tierra extraída no deberá tapar ni impedir el acceso a registros, de agua, gas, telefónicos, bocas de riego, etc.

### 3.2 Suministro y colocación de protección de arena (cables directamente enterrados)

La arena utilizada para la protección de cables deberá ser limpia, suelta, áspera y crujiente al tacto, libre de sustancias orgánicas, arcilla o partículas terrosas. Se podrá utilizar indistintamente arena de río o de cantera siempre y cuando cumpla con las condiciones anteriormente señaladas.

Si se emplea arena procedente de la zanja se necesitará la aprobación del Supervisor de Obra así como la realización de un cribado.

La capa del lecho de arena tendrá un espesor de 10 cm, después se dispondrá el cable y sobre este se colocará otra capa de 15 cm. Ambas capas de arena tendrán la anchura total de la zanja.

### **3.3 Suministro y colocación de tubos (cables enterrados bajo tubo)**

Las canalizaciones estarán constituidas por tubos de material sintético, de cemento y derivados o metálicos, siempre y cuando muestren una resistencia mecánica adecuada.

El diámetro interior de los tubos no será inferior a 1,5 veces el diámetro del cable o diámetro aparente del circuito en caso de que existan varios cables en el mismo tubo. El interior de los tubos será liso para facilitar la instalación o sustitución de cables.

Previo al tendido del tubo, su interior se limpiará de suciedad o tierra. Durante la fase de tendido, los cables se deberán embocar correctamente para evitar la entrada de tierra u hormigón.

A la entrada de las arquetas, las canalizaciones entubadas deberán estar completamente selladas en sus extremos.

### **3.4 Colocación de cinta de señalización**

En las canalizaciones de cables de media tensión se colocará una cinta de PVC de color amarillo para advertir de la presencia de cables eléctricos. Se colocará a lo largo de toda la canalización a una distancia mínima del cable de 30 cm y a más de 10 cm del pavimento.

### **3.5 Tapado y apisonado de zanjas**

Una vez tendido el cable y colocadas las protecciones descritas en el Apartado 3.4 se procederá al relleno de la zanja con tierra proveniente de la excavación. Los primeros 20 cm se rellenarán de forma manual, siendo el resto rellenos por medios mecánicos.

Para el tapado de zanjas se verterán sucesivas capas de 10 cm de espesor, las cuales se apisonarán y regarán de forma que se obtenga una consistencia adecuada. La cinta de señalización se colocará entre una de estas capas.

### **3.6 Carga y transporte a vertedero de las tierras sobrantes**

Las tierras sobrantes como consecuencia del tendido de cables y el vertido de arena deberán ser retiradas por el contratista y llevadas al vertedero. El lugar de trabajo deberá quedar totalmente limpio.

# 4. Montaje de la instalación solar fotovoltaica

## 4.1 Estudio y planificación previa

Antes de proceder con el montaje de la instalación solar fotovoltaica, y con el fin de llevar a cabo un buen montaje será necesario subdividir esta fase en tres etapas:

- Diseño.
- Planificación.
- Realización.

El diseño del montaje deberá abordarse en la fase de diseño general de la instalación, no siendo esta únicamente una fase de cálculo y dimensionamiento. El dimensionamiento deberá contar siempre con la supervisión y final aprobación por parte del propietario. Cuando sea posible, se diseñará una instalación integrada arquitectónicamente.

Se deberán tomar las medidas que sean necesarias para evitar actos vandálicos y el robo de los diferentes equipos que componen la instalación, prestando especial atención al sistema de generación. Llegando incluso a adoptar medidas que, en caso de que se produjesen dichos actos conllevaran la rotura de los módulos, dejándolos inservibles.

Entre estas medidas extremas que se podrían adoptar se encuentran:

- Soldar los módulos a la estructura soporte.
- Pegar con adhesivo los módulos a la estructura soporte.

Cuando la instalación fotovoltaica no quede dentro de los límites de una propiedad o integrada en un edificio se deberá disponer de barreras físicas que delimiten la instalación y eviten el acceso de personas no autorizadas al recinto.

El principal propósito de la planificación del montaje es minimizar los costes imprevistos que puedan surgir y asegurar, en la medida de lo posible el cumplimiento de plazos fijados.

Para finalizar, durante la fase de realización será necesario la utilización de planos, esquemas, manuales e instrucciones proporcionadas por el fabricante del equipo o definidas durante la fase de diseño. Su función será facilitar las labores de montaje, de forma que estas se realicen de forma correcta y eficiente.

## 4.2 Estructura soporte

Los módulos fotovoltaicos se montarán sobre una estructura generalmente de tipo metálico, la cual cumple un triple motivo:

- Conferir rigidez al conjunto de módulos, adaptando la disposición y geometría del panel que sean adecuadas en cada caso.
- Asegurar la correcta inclinación y orientación de los paneles en función del tipo de aplicación y localización geográfica.
- Servir de elemento intermedio entre los paneles y el suelo, transmitiendo los esfuerzos a este último. Asegurando un anclaje firme así como una perfecta estabilidad permanentemente.

Para el diseño de la estructura soporte se tendrán en cuenta, además del peso de los módulos y de la propia estructura las acciones producidas por la sobrecarga de viento, ya que al tratarse de una gran superficie la presión dinámica ejercida sobre los paneles puede tener un valor muy elevado. Se deberá asegurar que la estructura es capaz de soportar vientos a altas velocidades al estar ubicada la planta en una región propensa a tifones.

Con el fin de reducir costes de instalación sin que ello afecte a la calidad de la instalación, el diseño de las estructuras deberá tener en consideración:

- Empleo de kits de montaje universales.
- Reducir lo máximo posible el número total de piezas necesarias.
- Proceso de montaje sencillo
- Utilizar siempre que sea posible estructuras preensambladas en taller.

Al encontrarse la estructura ubicada en las proximidades de la costa, las estructuras deberán ser de acero galvanizado. El galvanizado se realizará en caliente, asegurando el adecuado recubrimiento de todas las partes de la estructura, incluso en las más pequeñas.

La tornillería a utilizar será de acero inoxidable. Para evitar oxidación por el efecto de pares galvánicos entre los módulos y la estructura, se colocarán entre ambos inhibidores de la corrosión por par galvánico.

Durante la fase de diseño de la estructura se deberá tener en cuenta la posibilidad de dilataciones y contracciones, se evitará utilizar perfiles de gran longitud y se colocarán juntas de dilatación a fin de evitar que se produzca.

### **4.3 Montaje sobre suelo**

La cimentación de la estructura solar fotovoltaica se ejecutará mediante perfil metálico directamente hincado sobre terreno natural.

La longitud así como la alineación del hincado vendrá definida por lo recogido en la documentación técnica. En caso de que estos parámetros no se encuentren definidos en la mencionada documentación, será la Dirección de Obra quien se encargue de su definición.

Como pasos previos al hincado de todos los apoyos de las estructuras soporte será necesario realizar los siguientes pasos:

- Plano topográfico.
- Estudio geotécnico.
- Ensayos de hinca y carga.

La realización del hincado tendrá lugar una vez se hayan despejado todos aquellos elementos que puedan entorpecer la ejecución de la partida.

Se realizará un replanteo topográfico en el cual se marcarán sobre el terreno todos los puntos donde se van a hincar los perfiles metálicos.

Salvo indicación expresa por parte de la Dirección de Obra, el hincado se realizará en un solo tramo, no permitiendo que los empalmes queden dentro del terreno natural.

En caso de que se produzcan inundaciones, olores a gas o restos arqueológicos se suspenderán los trabajos y se informará a la Dirección de Obra.

# 5. Mantenimiento de la instalación solar fotovoltaica

## 5.1 Generalidades

Se realizará un contrato de mantenimiento tanto preventivo como correctivo durante un período de al menos 25 años.

El mantenimiento preventivo implicará como mínimo una revisión de la planta cada 6 meses.

Durante la fase de mantenimiento preventivo se realizarán labores de mantenimiento sobre todos los elementos de la instalación de acuerdo con los procedimientos recomendados por los fabricantes de equipos.

## 5.2 Programa de mantenimiento

Para garantizar el correcto funcionamiento de la planta y asegurar que los equipos se encuentran en las condiciones óptimas de funcionamiento se realizarán las siguientes labores de mantenimiento:

- Mantenimiento preventivo.
- Mantenimiento correctivo.

En el plan de mantenimiento preventivo se englobarán todas las operaciones de inspección visual, verificación de actuadores y cualquier otra operación que permita mantener, dentro de los límites aceptables, las condiciones de funcionamiento y protección de la instalación.

El plan de mantenimiento correctivo engloba todas las operaciones destinadas a la sustitución de componentes dañados de forma que se garantice el correcto y seguro funcionamiento de la instalación.

Tanto el mantenimiento correctivo como preventivo deberá ser realizado por personal técnico cualificado.

Dentro del programa de mantenimiento se realizarán visitas a la planta cada 6 meses, en las visitas se llevarán a cabo las siguientes actividades:

- Comprobación de las protecciones eléctricas.

- Verificación del estado general de los módulos, incluyendo las conexiones eléctricas.
- Comprobación del estado del inversor.
- Comprobación del estado mecánico de los cables.
- Realización de un informe técnico tras cada una de las visitas a planta, donde se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias encontradas.

# Estudio de seguridad y salud

## ÍNDICE

<b>1. OBJETO DEL ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD.....</b>	<b>4</b>
<b>2. ALCANCE DEL ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD .....</b>	<b>4</b>
<b>3. TELÉFONOS Y CONTACTOS DE INTERÉS .....</b>	<b>4</b>
<b>4. ACTIVIDADES PRINCIPALES.....</b>	<b>5</b>
<b>5. PLAZO DE EJECUCIÓN Y MANO DE OBRA .....</b>	<b>6</b>
<b>6. OFICIOS.....</b>	<b>6</b>
<b>7. MAQUINARIA Y MEDIOS AUXILIARES .....</b>	<b>7</b>
<b>8. TRABAJOS PREVIOS A LA REALIZACIÓN DE OBRA.....</b>	<b>7</b>
<b>9. SERVICIOS HIGIÉNICOS, VESTUARIOS, COMEDOR Y OFICINA DE OBRA. ....</b>	<b>8</b>
<b>10. TRABAJOS EN EL PROCESO CONSTRUCTIVO .....</b>	<b>9</b>
<b>11. NORMAS DE SEGURIDAD GENERALES DURANTE EL PROCESO CONSTRUCTIVO. ....</b>	<b>9</b>
<b>12. SUMINISTRO Y ACOPIO DE EQUIPOS Y MATERIALES.....</b>	<b>10</b>
12.1 MAQUINARIA Y HERRAMIENTAS .....	11
12.2 RIESGOS FRECUENTES.....	11
12.3 MEDIDAS PREVENTIVAS .....	11
12.3.1. <i>Técnicas colectivas</i> .....	11
12.3.2. <i>Técnicas de protección individual</i> .....	12
12.3.3. <i>Normas de seguridad</i> .....	12
<b>13. INSTALACIÓN DE LA RED DE TIERRAS .....</b>	<b>13</b>
13.1 RIESGOS FRECUENTES.....	13
13.2 MEDIDAS PREVENTIVAS.....	13
13.2.1. <i>Técnicas colectivas</i> .....	13
13.2.2. <i>Técnicas de protección individual</i> .....	14
13.2.3. <i>Normas de seguridad</i> .....	14
<b>14. IZADO Y MONTAJE DE LOS MÓDULOS .....</b>	<b>14</b>
14.1 MAQUINARIA Y HERRAMIENTAS UTILIZADAS.....	14

14.2	RIESGOS FRECUENTES.....	15
14.3	MEDIDAS PREVENTIVAS.....	15
14.3.1.	<i>Técnicas colectivas.....</i>	<i>15</i>
14.3.2.	<i>Técnicas de protección individual.....</i>	<i>15</i>
14.3.3.	<i>Normas de seguridad.....</i>	<i>16</i>
<b>15.</b>	<b>TENDIDO Y CONEXIONADO DE CABLES.....</b>	<b>16</b>
15.1	MAQUINARIA Y HERRAMIENTAS UTILIZADAS.....	16
15.2	RIESGOS FRECUENTES.....	17
15.3	MEDIDAS PREVENTIVAS.....	17
15.3.1.	<i>Técnicas colectivas.....</i>	<i>17</i>
15.3.2.	<i>Técnicas de protección individual.....</i>	<i>17</i>
15.3.3.	<i>Normas de seguridad.....</i>	<i>17</i>
<b>16.</b>	<b>TRABAJOS EN LAS PROXIMIDADES DE ELEMENTOS EN TENSIÓN.....</b>	<b>18</b>
16.1	TRABAJOS EN LA PROXIMIDAD INMEDIATA DE INSTALACIONES EN TENSIÓN.....	18
16.2	TRABAJOS EN LA PROXIMIDAD NO INMEDIATA DE INSTALACIONES EN TENSIÓN.....	18
<b>17.</b>	<b>PRUEBAS Y PUESTA EN MARCHA.....</b>	<b>19</b>
17.1	MAQUINARIA Y HERRAMIENTAS.....	19
17.2	RIESGOS FRECUENTES.....	19
17.3	MEDIDAS PREVENTIVAS.....	19
17.3.1.	<i>Técnicas colectivas.....</i>	<i>19</i>
17.3.2.	<i>Técnicas de protección individual.....</i>	<i>20</i>
17.3.3.	<i>Normas de seguridad.....</i>	<i>20</i>
<b>18.</b>	<b>COMITÉ DE SEGURIDAD Y SALUD.....</b>	<b>21</b>
<b>19.</b>	<b>CONSIDERACIONES FINALES.....</b>	<b>21</b>

# 1. Objeto del estudio de seguridad y salud

El presente Estudio de Seguridad y Salud tiene por objetivo analizar los trabajos que deben realizarse durante la construcción de la planta solar fotovoltaica ubicada en Leyan (Guam). Por medio de este estudio se evaluarán todos los riesgos para la salud de los trabajadores y personas ajenas. Seguidamente se propondrán medidas preventivas que eliminen o minimicen las consecuencias de los mismos.

Este estudio se ha elaborado en base a las especificaciones del OSH Act. de 1970, por el cual se establecen las disposiciones mínimas de Seguridad y Salud aplicables a las obras de construcción.

# 2. Alcance del estudio de seguridad y salud

Se analizarán las operaciones y trabajos necesarios para la ejecución de las infraestructuras necesarias, así como las derivadas de obra civil. Este estudio aplicará de manera obligatoria a todas las organizaciones que intervengan en la construcción de la planta, a las cuales se les entregará una copia para su reconocimiento y puesta en práctica.

# 3. Teléfonos y contactos de interés

En la siguiente tabla se recogen los principales teléfonos de interés en caso de que fuesen necesarios:

<b>Organismo</b>	<b>Teléfono</b>
<b>Emergencias</b>	911
<b>Departamento de bomberos (Barrigada)</b>	+1 (671) 734-2264
<b>Policía</b>	+1 (671) 475-8512
<b>Hospital (Guam Memorial Hospital)</b>	+1 (671) 647-2555

Tabla 1. Teléfonos de interés.

## 4. Actividades principales

Las infraestructuras principales que componen la instalación solar fotovoltaica son:

- Línea subterránea de media y baja tensión, así como sus canalizaciones.
- Trabajos en tensión para conectar la planta solar a la red de media tensión de la isla.
- Instalaciones varias de baja tensión.

Los principales trabajos a desarrollar durante el transcurso de las obras son básicamente los siguientes:

- Suministro y acopio de materiales y equipos.
- Ejecución de zanjas para transporte de cableado.
- Instalación y conexión de equipos de media y baja tensión.
- Maniobras de izado y montaje de estructuras de sustentación de paneles fotovoltaicos y apoyos metálicos.

Las infraestructuras principales que componen la planta solar fotovoltaica son:

- 11704 módulos fotovoltaicos Canadian Solar BiHiKu7 CS7N-650MB-AG de 650 Wp.
- 134 seguidores solares a 1 eje STI Norland H250.
- 266 optimizadores AMPT V1250-32-24
- 20 cajas de agrupamiento GANTNER INSTRUMENTS.
- 2 inversores SMA SUNNY CENTRAL 3000-EV.
- 1 transformador SMA.

La instalación se plantea como una central productora de energía eléctrica de 6 MW, utilizando como fuente de energía el sol. La energía producida será vertida a la red pública.

Los principales trabajos a ejecutar durante el desarrollo de las obras son básicamente los siguientes:

- Suministro y acopio de materiales y equipos necesarios para el ensamblaje y conexión de los paneles y la red eléctrica asociada.
- Realización de zanjas para ejecución del cableado.
- Instalación de la red de tierras.

- Izado y montaje de los módulos.
- Instalación y conexionado del inversor, transformador y sistema de almacenamiento de baterías.
- Puesta en marcha de los distintos equipos.

## 5. Plazo de ejecución y mano de obra

El plazo de ejecución estimado de las obras para el citado proyecto es de 8 meses.

Se estima que durante el transcurso de las obras el número previsto de trabajadores será de 15, pudiendo llegar en algunos casos a 20.

## 6. Oficios

La mano de obra directa prevista estará compuesta por los siguientes oficios:

- Jefes de equipo.
- Montadores de estructuras.
- Montadores de equipos e instalaciones eléctricas.
- Cableadores.
- Ayudantes

La mano de obra indirecta estará compuesta por:

- Jefes de obra.
- Técnicos de ejecución.
- Encargados.
- Administrativos.

## 7. Maquinaria y medios auxiliares

La maquinaria y medios auxiliares más significativos que se prevén utilizar para la ejecución de los trabajos, son los que se recogen a continuación:

- Camiones de transporte
- Camión grúa.
- Carretilla elevadora.
- Cabestrante de izado.
- Taladradoras, radiales y esmeriladoras de mano.
- Herramientas de mano.
- Equipos de soldadura eléctrica.

Entre los medios auxiliares que se utilizarán, cabe mencionar los siguientes:

- Escaleras de mano.
- Bancos de trabajo.
- Equipos de medida.
- Comprobador de la secuencia de fases.
- Medidor de tierras.
- Medidor de aislamiento.
- Pinzas amperimétricas.
- Grupos electrógenos.

## 8. Trabajos previos a la realización de obra.

Deberá realizarse un vallado de la parcela de acuerdo con los planos de ejecución antes del inicio de la obra. Las condiciones del vallado serán:

- Tendrá como mínimo 3 metros de altura.

- Contará con al menos 2 portones con un ancho combinado no inferior a 4 metros para permitir el paso de vehículos, así como una puerta independiente para acceso de personal.

El vallado deberá tener como mínimo la siguiente señalización:

- Prohibido aparcar en la zona de entrada de vehículos.
- Obligatoriedad del uso del casco en el recinto de la obra.
- Prohibición de la entrada a toda persona ajena a la obra.
- Cartel de obra.

## 9. Servicios higiénicos, vestuarios, comedor y oficina de obra.

Se dispondrá de al menos un botiquín de primeros auxilios ubicado en la caseta de obra, aunque será recomendable llevar otro en los vehículos y en los lugares donde se vaya a realizar el trabajo.

El contenido mínimo de los mismos se especifica a continuación:

- Desinfectantes y asépticos.
- Gasas estériles.
- Algodón hidrófilo.
- Vendas.
- Esparadrapo.
- Apósitos adhesivos.
- Tijeras.
- Pinzas.
- Guantes desechables.

La superficie de la caseta de obra vendrá definida por el número máximo de trabajadores que se pueden encontrar trabajando simultáneamente en obra. En nuestro caso, el número máximo de trabajadores simultáneos será de 5. Con este valor se puede determinar el número de elementos sanitarios necesarios:

- 1 Ducha.

- 2 Inodoros.
- 1 Lavabo.
- 1 Espejo.

Los vestuarios estarán provistos de asientos y taquillas individuales con llave para guardar ropa, calzado y objetos personales.

La superficie de estos servicios será de 40 metros cuadrados. Además de lo indicado, estos servicios deberán contar con:

- Agua caliente y fría en lavabo y ducha.
- Recipiente para la recogida de basuras.
- Se deberán mantener en perfecto estado de limpieza y conservación.
- Extintor de incendios y botiquín.

## **10. Trabajos en el proceso constructivo**

Este apartado contiene la identificación de los riesgos laborales en cada una de las operaciones y trabajos a realizar durante el proceso constructivo que no pueden ser completamente eliminados, así como las medidas preventivas y correctivas que deberán adoptarse para la reducción de este tipo de riesgos. Se establecen una serie de normas generales para su cumplimiento a lo largo de las operaciones del proceso constructivo de las instalaciones, así como una serie de normas específicas para cada una de las fases del proyecto.

## **11. Normas de seguridad generales durante el proceso constructivo.**

Durante las distintas fases del proceso constructivo de las instalaciones se establecen una serie de normas de carácter general de obligado cumplimiento. Estas normas tienen como finalidad mantener un buen nivel de seguridad y salud:

- Es obligatorio el uso de Equipos de Protección Individual que se establecen en cada uno de los apartados de este documento. Todos los equipos deberán estar homologados y en buenas condiciones de uso.
- Se conservarán limpias y despejadas las zonas de paso y de trabajo, eliminando todos los objetos que puedan provocar una caída. Cada operario es responsable de mantener limpio y en buenas condiciones su puesto de trabajo, para ello cada trabajador deberá proceder a la limpieza inmediata de cualquier suciedad que haya en su puesto de trabajo. Cuando se detecte una situación insegura en el suelo, y esta no pueda ser subsanada por el propio trabajador, deberá avisar de ella al departamento correspondiente para proceder a su reparación.
- Se regarán con frecuencia las áreas que puedan producir polvaredas.
- Es muy importante para la seguridad de todo el personal de la planta que los todos los trabajadores se mantengan en todo momento sobrios.
- Se planificará un ritmo de trabajo que evite aglomeraciones.
- La maquinaria y vehículos se encontrarán en perfecto estado de conservación, con las inspecciones técnicas en vigor y con la documentación técnica en el interior del vehículo.
- No utilizar agua o espumas para combatir incendios en grupos electrógenos o instalaciones eléctricas.
- Si apareciesen artefactos bélicos se deberá poner inmediatamente en contacto con las autoridades.
- El terreno donde se estacione la maquinaria debe ser firme y estable.
- Los accesorios de iluminación exterior deben ser estancos frente a la entrada de polvo y humedad.

## **12. Suministro y acopio de equipos y materiales**

Se suministrarán los equipos y materiales necesarios para la ejecución de la instalación solar fotovoltaica.

En este apartado se recogen una serie de normas que deben ser respetadas durante el desarrollo de las operaciones de suministro, sea cual sea del destino de los materiales y equipos.

## 12.1 Maquinaria y herramientas

- Camiones de transporte
- Camión grúa.
- Carretilla elevadora.
- Cabestrante de izado.
- Taladradoras, radiales y esmeriladoras de mano.
- Herramientas de mano.
- Equipos de soldadura eléctrica.

## 12.2 Riesgos frecuentes

- Caídas al mismo y/o distinto nivel.
- Caída imprevista de materiales y objetos transportados.
- Fallo en los elementos mecánicos o eléctricos.
- Rotura o vuelco del medio como consecuencia de un exceso de carga.
- Golpes contra objetos o maquinaria.
- Caída de materiales, equipos o componentes como consecuencia de fallos en los mecanismos de elevación.
- Atrapamiento de extremidades.
- Ambiente polvoriento.
- Cuerpos extraños en los ojos.
- Incendios y explosiones.
- Inhalación de sustancias tóxicas.
- Contactos térmicos

## 12.3 Medidas preventivas

### 12.3.1. Técnicas colectivas

- Señalizar desniveles u obstáculos que originen riesgos de caídas de personas, choques o golpes.
- Para evitar la caída de objetos en suspensión se utilizarán eslingas con un factor de seguridad de 5 si son de cadena o de 6 si son de cable.

- Todos los circuitos de suministro eléctrico estarán protegidos por interruptores magnetotérmicos e interruptores diferenciales de alta sensibilidad, en perfecto estado de funcionamiento.

### 12.3.2. Técnicas de protección individual

- Casco de seguridad y calzado con puntera reforzada.
- Mascarilla de papel.
- Gafas de protección.
- Protectores auditivos.
- Guantes y ropa de protección.

### 12.3.3. Normas de seguridad

- Delimitar las zonas de trabajo
- No apilar ni almacenar materiales en áreas de paso y/o trabajo.
- No estará permitido el acopio de materiales a una distancia inferior a 3 metros del borde de la excavación.
- No estará permitido que los camiones transporten una carga superior a la indicada en su ficha técnica.
- La elevación de pallets se realizará por medio de dos eslingas simétricas situadas bajo la plataforma de madera. Nunca se elevarán los pallets colocando el gancho de la grúa en el fleje de cierre del pallet.
- La elevación de una carga se realizará de forma lenta, de forma que si se detectase una anomalía se pueda volver inmediatamente a una posición de seguridad.
- La carga se transportará amarrada con cable de acero de suficiente resistencia.
- En caso de que la carga sobresalga de los límites del vehículo de transportes, deberá ser señalizada.
- No está permitido el transporte de cargas mientras se encuentren suspendidas por la pluma de grúas móviles.
- La carga será visualizada en todo momento por la persona encargada de efectuar la maniobra.
- No está permitido el tránsito ni la estancia de personal bajo cargas suspendidas.

# 13. Instalación de la red de tierras

La red de tierras tiene por objeto limitar las tensiones de defecto a tierra que puedan producirse en la instalación.

## 13.1 Riesgos frecuentes

- Caídas al mismo y/o distinto nivel.
- Caídas de objetos.
- Atrapamiento.
- Cortes.
- Aplastamiento.
- Proyecciones.
- Contactos eléctricos.
- Arco eléctrico.
- Incendios.
- Electrocuación.
- Carga física de los trabajadores.

## 13.2 Medidas preventivas

### 13.2.1. Técnicas colectivas

- Señalizar desniveles u obstáculos que originen riesgos de caídas de personas, choques o golpes.
- Se deberá disponer de una escalera portátil por cada equipo de trabajo. La escalera deberá sobrepasar en 1 metro el borde de la zanja.
- En aquellas zonas donde sea necesario el paso de peatones sobre zanjas, se instalarán pasarelas preferiblemente fabricadas en metal.
- Todos los circuitos de suministro eléctrico estarán protegidos por interruptores magnetotérmicos e interruptores diferenciales de alta sensibilidad, en perfecto estado de funcionamiento.
- El grupo electrógeno tendrá en sus inmediaciones un extintor con agente seco o halogenado para combatir incendios.

### 13.2.2. Técnicas de protección individual

- Casco de seguridad y calzado con puntera reforzada.
- Guantes de protección frente a riesgo mecánicos.
- Cinturones de seguridad.
- Guantes aislantes.
- Pértiga aislante.
- Cuerda de servicio.

### 13.2.3. Normas de seguridad

- Se prepararán adecuadamente los accesos de los vehículos al área de trabajo.
- Se dispondrán protecciones frente a sobreintensidades. Tales protecciones serán fusibles e interruptores automáticos.
- Se dispondrán pararrayos para proteger la instalación de sobretensiones.
- Se deberá notificar cualquier anomalía en la instalación.

## 14. Izado y montaje de los módulos

Para realizar el montaje de los paneles solares se seguirán fielmente las especificaciones aportadas por el fabricante del módulo

### 14.1 Maquinaria y herramientas utilizadas

- Camión de transporte.
- Camión grúa.
- Cabestrante de izado.
- Carretilla elevadora.
- Atornillador percutor.
- Herramientas manuales.
- Herramientas eléctricas portátiles.
- Soplete a gas.

## 14.2 Riesgos frecuentes

- Caídas al mismo y/o distinto nivel.
- Caídas de objetos.
- Caída imprevista de materiales transportados.
- Caída de materiales, equipos o componentes como consecuencia de fallos en los mecanismos de elevación.
- Golpes contra objetos y maquinaria.
- Atrapamiento de pies y manos.
- Ambiente pulverulento.
- Trauma sonoro.
- Contactos eléctricos.
- Contactos térmicos.

## 14.3 Medidas preventivas

### 14.3.1. Técnicas colectivas

- Se delimitará la zona de trabajo, así como los obstáculos y las zonas de caídas de objetos
- Para evitar la caída de objetos en suspensión se utilizarán eslingas con un factor de seguridad de 5 si son de cadena o de 6 si son de cable.
- Todos los circuitos de suministro eléctrico estarán protegidos por interruptores magnetotérmicos e interruptores diferenciales de alta sensibilidad, en perfecto estado de funcionamiento.
- El grupo electrógeno tendrá en sus inmediaciones un extintor con agente seco o halogenado para combatir incendios.

### 14.3.2. Técnicas de protección individual

- Arnés de seguridad.
- Guantes dieléctricos para trabajos con herramientas eléctricas.
- Casco y botas de seguridad con puntera reforzada.
- Ropa de protección.
- Guantes con agresiones metálicas.
- Cinturón antivibratorio de protección lumbar.

- Los soldadores emplearán: Pantallas y filtros para soldadura, Guantes de cuero y calzado de seguridad aislante.

### 14.3.3. Normas de seguridad

- Se cumplirán fielmente las instrucciones del fabricante de los módulos fotovoltaicos para su instalación.
- Antes de proceder a la instalación de los módulos se deberá comprobar que no presenten daños visibles, deformaciones o grietas que puedan ocasionar accidentes.
- El terreno donde se estacione la máquina deberá ser firme y estable.
- No estará permitido que los camiones transporten una carga superior a la identificada como carga máxima admisible.
- La elevación de pallets se realizará por medio de dos eslingas simétricas situadas bajo la plataforma de madera. Nunca se elevarán los pallets colocando el gancho de la grúa en el fleje de cierre del pallet.
- La elevación de una carga se realizará de forma lenta, de forma que si se detectase una anomalía se pueda volver inmediatamente a una posición de seguridad.
- No se permite que los camiones transporten personas fuera de la cabina. Dentro de la cabina el número de personas será el especificado en la ficha técnica del vehículo, no pudiendo en ningún caso ser sobrepasado.
- Ningún operario se situará detrás de los camiones durante las maniobras de retroceso.
- La carga será visualizada en todo momento por la persona encargada de efectuar la maniobra.
- No se realizarán trabajos de suspensión de cargas con grúa cuando la velocidad del viento sea igual o superior a 15 m/s, salvo indicación por escrito del Jefe de Obra.
- Durante los trabajos con atornillador percutor será necesario llevar puesta protección auditiva.

## 15. Tendido y conexionado de cables

### 15.1 Maquinaria y herramientas utilizadas

- Grúa.
- Cabestrante de tendido subterráneo.
- Pistolas de fijación.
- Taladradoras de mano.

- Herramientas manuales.

## 15.2 Riesgos frecuentes

- Caída de objetos sobre personas.
- Caídas al mismo y/o distinto nivel.
- Proyecciones de partículas a los ojos.
- Heridas en manos o pies como consecuencia del manejo de materiales.
- Sobreesfuerzos.
- Cortes por manejo de herramientas.
- Caída de bobinas al suelo.

## 15.3 Medidas preventivas

### 15.3.1. Técnicas colectivas

- Se delimitará la zona de trabajo, así como los obstáculos y las zonas de caídas de objetos.
- Todos los circuitos de suministro eléctrico estarán protegidos por interruptores magnetotérmicos e interruptores diferenciales de alta sensibilidad, en perfecto estado de funcionamiento.
- El grupo electrógeno tendrá en sus inmediaciones un extintor con agente seco o halogenado para combatir incendios.

### 15.3.2. Técnicas de protección individual

- Casco y botas de seguridad con puntera reforzada.
- Guantes de seguridad frente a riesgos de origen mecánico.
- Ropa de protección.

### 15.3.3. Normas de seguridad

- La barra de transporte de las bobinas será adecuada al peso de las mismas.
- Durante la fase de descarga de las bobinas del camión de transporte, estas no se dejarán caer por su propio peso. Las rampas de descarga no superarán del 20% de pendiente.
- Cuando las bobinas se transporten rodando, el sentido de giro de las mismas deberá ser acorde a lo indicado en uno de los laterales de la misma para impedir que se afloje el cable.

- La bobina estará levantada y sujeta por medio de la barra y gatos apropiados. Contará además con un dispositivo de frenado eficaz. La salida del cable se realizará por la su parte superior.
- Antes de proceder con el tendido de cable se verificará que las zanjas no contengan elementos extraños tales como piedras u otros elementos que pudieran dañar el cable.
- Los restos de materiales generados se eliminarán periódicamente con el fin de mantener limpias y ordenadas las zonas de trabajo.
- Los cables serán adecuados a la carga que deberán soportar y se interconectarán mediante clavijas normalizadas blindadas.
- Todos los operarios dispondrán de guantes y faja de seguridad.
- No estará permitido que los camiones transporten una carga superior a la identificada como carga máxima admisible.
- No se permite que los camiones transporten personas fuera de la cabina. Dentro de la cabina el número de personas será el especificado en la ficha técnica del vehículo, no pudiendo en ningún caso ser sobrepasado.

## 16. Trabajos en las proximidades de elementos en tensión

### 16.1 Trabajos en la proximidad inmediata de instalaciones en tensión

Cuando deba efectuarse un trabajo en la proximidad inmediata de conductores, de líneas, o de aparatos no protegidos se tomarán como referencia las medidas de prevención indicadas para instalaciones de Baja, Media o Alta tensión, dependiendo del caso presentado.

### 16.2 Trabajos en la proximidad no inmediata de instalaciones en tensión

Cuando se realicen trabajos en la proximidad no inmediata de conductores, líneas o aparatos no protegidos, el Jefe de Trabajos será el encargado de la adopción de todas las medidas de prevención a adoptar que garanticen el correcto transcurso de los trabajos.

Si un aparato de elevación, manutención o excavación es utilizado o transportado a las proximidades de las instalaciones en tensión, deben tomarse especiales precauciones para que ese elemento no entre en contacto con dichas instalaciones.

Cuando se realicen trabajos de excavación , apertura de zanjas o derribos en las proximidades de canalizaciones eléctricas subterráneas a las cuales no se les ha retirado la tensión, se deberán tomar precauciones especiales. Estas precauciones tienen como finalidad que la máquina no entre en contacto con dichas canalizaciones.

## 17.Pruebas y puesta en marcha

### 17.1 Maquinaria y herramientas

- Caja completa de herramientas.
- Equipos eléctricos de medida y prueba.
- Herramientas manuales.

### 17.2 Riegos frecuentes

- Caída de cargas suspendidas.
- Caídas al mismo y/o distinto nivel.
- Aplastamiento.
- Atrapamiento.
- Contacto eléctrico con partes en tensión.
- Incendios y explosiones.
- Alcances por maquinaria en movimiento.
- Vuelco de máquinas

### 17.3 Medidas preventivas

#### 17.3.1. Técnicas colectivas

- Señalizar desniveles u obstáculos que puedan originar la caída de personas.
- Los cables serán adecuados a la carga que deberán soportar y se interconectarán mediante clavijas normalizadas blindadas.
- Los fusibles estarán calibrados para la carga máxima del circuito a proteger.
- Se deberá disponer en las proximidades del elemento a poner en marcha un extintor adecuado para incendios eléctricos.

- Todos los circuitos de suministro a máquinas e instalaciones deberán estar protegidos por interruptores magnetotérmicos y diferenciales de alta sensibilidad.

### 17.3.2. Técnicas de protección individual

- Ropa de trabajo.
- Arnés de seguridad para trabajos en altura.
- Faja lumbar para traslado de cargas.
- Gafas de protección ocular.
- Guantes protectores contra riesgos de origen térmico.
- Guantes aislantes de protección de baja tensión.
- Banqueta aislante o alfombrilla.
- Detector de presencia de baja tensión.

### 17.3.3. Normas de seguridad

- Las tomas de corriente dispondrán de neutro, tendrán enclavamiento, y serán blindadas.
- Todos los elementos metálicos de las estructuras y los equipos eléctricos, estarán conectados eléctricamente y puestos a tierra.
- Cuando los trabajos se realicen a altura superior a 2 m., existirán puntos de amarre donde se fijará el arnés de seguridad.
- La distribución de los niveles de iluminación será lo más uniforme posible.
- No está permitido realizar el conexionado de cables en los cuadros eléctricos sin utilizar los conectores macho-hembra.
- Medición del aislamiento entre fases y entre fase y tierra.
- Medición de las tensiones de paso y contacto de la red de tierras.
- Verificación del tarado de relés.
- Comprobación de enclavamientos y señales.
- Durante el primer mes de operación del cuadro o sistema será necesario indicarlo con carteles imperdibles en puntos de los mismos perfectamente visibles.

## 18. Comité de seguridad y salud

Siempre que la obra lo requiera, ya sea por exigencia legal o por normativa interna, se creará un Comité de Seguridad y Salud.

La verificación del correcto cumplimiento de las normas y medidas de prevención de Seguridad y Salud Laboral, recaerá sobre el Coordinador de Seguridad y Salud, que estará integrado en la Dirección Facultativa.

Las empresas adjudicatarias de las obras, por medio del personal destinado a tal fin, Técnico de Seguridad, Delegado de Prevención, serán responsables del cumplimiento de todas las actuaciones y medidas de prevención establecidas en se Plan de Seguridad, así como las dictadas por el Comité de Coordinación de Seguridad del cuál forman parte, apareciendo en el “Libro de Incidencias” todas las inobservancias que se produzcan.

## 19. Consideraciones finales

Lo expuesto anteriormente en esta memoria, junto a planos y demás documentos, se considera suficiente idea de la instalación que se pretende, por lo que se espera dar cumplimiento al objeto del presente Proyecto y que tras los trámites oportunos no exista inconveniente por parte de las diferentes Administraciones implicadas para conceder cuantos permisos sean necesarios.

## ÍNDICE ANEXOS

- Anexo I: Dimensionado generador fotovoltaico
- Anexo II: Dimensionado cableado DC
- Anexo III: Dimensionado protecciones DC
- Anexo IV: Dimensionado cableado AC
- Anexo V: Dimensionado BESS
- Anexo VI: Estudio económico de viabilidad

# Anexo I:

## Dimensionado generador fotovoltaico

## ÍNDICE

<b>1. OBJETO .....</b>	<b>4</b>
<b>2. CASOS A ESTUDIAR.....</b>	<b>4</b>
<b>3. DATOS DE PARTIDA.....</b>	<b>5</b>
3.1    MÓDULOS FOTOVOLTAICOS .....	5
3.2    OPTIMIZADORES .....	6
3.3    TIPOS DE INVERSORES.....	6
3.3.1. <i>Power station</i> .....	6
3.3.2. <i>Inversor distribuido</i> .....	7
<b>4. DIMENSIONADO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO .....</b>	<b>7</b>
4.1    REQUERIMIENTOS DE DISEÑO.....	7
4.2    DIMENSIONAMIENTO DE LAS DIFERENTES CONFIGURACIONES .....	8
4.3    CONDICIONES DE DISEÑO .....	8
4.3.1. <i>Inversor central + Panel monofacial</i> .....	9
4.3.2. <i>Inversor central + Panel bifacial</i> .....	10
4.3.3. <i>Inversor distribuido + Panel monofacial</i> .....	11
4.3.4. <i>Inversor distribuido + Panel bifacial</i> .....	12
4.4    RESUMEN PROPUESTAS DE DISEÑO.....	13
<b>5. SIMULACIÓN EN PVSYST .....</b>	<b>14</b>
5.1    BASES DE DATOS METEOROLÓGICAS.....	14
5.1.1. <i>Irradiancia global horizontal (GHI)</i> .....	15
5.1.2. <i>Irradiancia horizontal difusa (DHI)</i> .....	17
5.1.3. <i>Temperatura ambiente</i> .....	18
5.1.4. <i>Velocidad del viento</i> .....	19
5.1.5. <i>Humedad relativa</i> .....	20

5.1.6.	<i>Turbidez de Linke</i> .....	21
5.1.7.	<i>Resumen y selección de base de datos</i> .....	22
5.2	CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA .....	22
5.3	PARÁMETROS A CONSIDERAR EN LA SIMULACIÓN.....	23
5.3.1.	<i>Distancia entre filas</i> .....	23
5.3.2.	<i>Definición de la escena</i> .....	25
5.3.3.	<i>Pérdidas por suciedad</i> .....	26
5.3.4.	<i>Pérdidas por mismatch</i> .....	26
5.3.5.	<i>Envejecimiento de los módulos</i> .....	26
5.3.6.	<i>Albedo del terreno</i> .....	27
5.4	RESULTADOS DE SIMULACIÓN.....	28
6.	SELECCIÓN DE LA CONFIGURACIÓN .....	29
7.	BIBLIOGRAFÍA.....	31
8.	RESULTADOS SIMULACIONES PVSYST	
9.	HOJAS DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE EQUIPOS	

# 1. Objeto

El propósito de este documento es desarrollar los cálculos solares y seleccionar la disposición óptima de paneles, de forma que minimicen los costes por unidad de energía producida en la planta solar fotovoltaica que se ubicará en la provincia de Mangilao (Guam). A lo largo del documento se expondrán las diferentes alternativas constructivas propuestas, así como la energía producida por cada una de ellas. Finalmente se seleccionará aquella opción que minimice el coste por unidad de energía producida.

## 2. Casos a estudiar

Se analizarán un total de 8 configuraciones de planta diferentes, en todas ellas la instalación estará diseñada para una temperatura de funcionamiento nominal de 35 °C. Se estudiará el empleo de paneles de tipo monofacial y bifacial, estructura fija y con seguidor a 1 eje e inversor central y distribuido (string inverter). Las configuraciones a estudiar se recogen a continuación:

- Inversor central + Estructura fija + Panel monofacial
- Inversor central + Estructura fija + Panel bifacial
- Inversor central + Estructura seguidor 1 eje + Panel monofacial
- Inversor central Estructura seguidor 1 eje + Panel bifacial
- Inversor distribuido + Estructura fija + Panel monofacial
- Inversor distribuido + Estructura fija + Panel bifacial
- Inversor distribuido + Estructura seguidor 1 eje + Panel monofacial
- Inversor distribuido + Estructura seguidor 1 eje + Panel bifacial

### 3. Datos de partida

Como datos de partida para el diseño se tienen las características técnicas de los paneles solares, optimizadores (los cuales solo se dispondrán en aquellas configuraciones que utilicen inversor central) e inversores. La configuración adoptada debe asegurar que se respeten los valores de entrada y salida de los equipos que constituyen la planta. Las características principales de cada uno de los equipos se recogen en los siguientes subapartados.

#### 3.1 Módulos fotovoltaicos

Se ha seleccionado un módulo fotovoltaico del fabricante Canadian Solar de silicio monocristalino para el desarrollo de la planta, cuyas características técnicas se recogen en la Tabla 1.

Para los casos en los que se utilice el panel bifacial, se supondrá que existe una ganancia de potencia por bifacialidad del +5%.

Fabricante	Canadian Solar
Modelo	CS7N-650MB-AG (Monofacial)
Potencia nominal (W)	650
Tensión operación nominal ( $V_{mpp}$ )	37,9
Intensidad operación nominal ( $I_{mpp}$ )	17,16
Corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ )	18,39
Temperatura nominal de operación (TONC) ( $^{\circ}C$ )	42
Modelo	CS7N-650MB-AG (+5% Bifacial)
Potencia nominal (W)	677
Tensión operación nominal ( $V_{mpp}$ )	37,9
Intensidad operación nominal ( $I_{mpp}$ )	18,03
Corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ )	19,31
Temperatura nominal de operación (TONC) ( $^{\circ}C$ )	41
<b>Variación de parámetros por temperatura</b>	
Coeficiente de temperatura ( $P_{m\acute{a}x}$ ) ( $\%/^{\circ}C$ )	-0.34
Coeficiente de temperatura ( $V_{oc}$ ) ( $\%/^{\circ}C$ )	-0.26
Coeficiente de temperatura ( $I_{sc}$ ) ( $\%/^{\circ}C$ )	0.05

Tabla 1. Características técnicas paneles solares[1].

Aunque pueda parecer que se está proponiendo el empleo de dos tipos de paneles, lo cierto es que se trata de la misma célula fotovoltaica montada de diferente forma en función del tipo de panel (monofacial o bifacial) a utilizar.

### 3.2 Optimizadores

Se trata de un equipo electrónico que se colocará entre los módulos fotovoltaicos y el inversor (solo se colocarán cuando se utilice un inversor central). Su función es realizar la regulación MPPT de las cadenas de módulos, de forma que en todo momento se obtenga la mayor cantidad de energía posible. Las características de entrada y salida del optimizador elegido del fabricante APMT modelo V1250-32-24 se recogen en la Tabla 2.

Fabricante	AMPT
Modelo	V1250-32-24
<b>Entrada</b>	
Voltaje máximo de entrada (V)	1500
Corriente máxima ( $I_{mp}$ ) por entrada (A)	19,2
Corriente máxima de cortocircuito ( $I_{sc}$ ) por entrada (A)	21,2
Rango de voltaje de seguimiento MPP (V)	300 - 1190
<b>Salida</b>	
Voltaje en circuito abierto (V)	1250
Voltaje a máxima potencia (V)	1190
Corriente máxima de salida (A)	24
Potencia máxima de salida (kW)	28,4

Tabla 2. Características técnicas optimizador[2].

### 3.3 Tipos de inversores

Se estudiará la posibilidad de utilizar inversores tipo string, o un único grupo inversor compuesto por dos inversores y un transformador de potencia, a este conjunto se le denomina “Power station”. Los modelos elegidos, así como sus características principales se recogen a continuación.

#### 3.3.1. Power station

La power station seleccionada es del fabricante SMA, modelo MV Power Station 6000. Sus principales características se recogen en la Tabla 3.

Fabricante	SMA
Modelo	Sunny Central 3000-EV
Voltaje máximo de entrada (V)	1500
Tensión de entrada MPP (V)	1200
Tensión de arranque (V)	1077
Corriente máxima de entrada (A)	3200
Corriente máxima de cortocircuito (A)	6400

Tabla 3. Características técnicas de uno de los inversores que componen la power station[3].

### 3.3.2. Inversor distribuido

Se ha seleccionado un inversor tipo string del fabricante SMA modelo Sunny Tripower Core 2 STP 110 – 60, cuyas características de entrada se recogen en la Tabla 4.

Fabricante	SMA
Modelo	Sunny Tripower Core 2
Voltaje máximo de entrada (V)	1100
Tensión de entrada MPP (V)	500 - 800
Tensión de arranque (V)	250
Corriente máxima de entrada (A)	26
Corriente máxima de cortocircuito (A)	40

Tabla 4. Características técnicas del inversor distribuido[4].

## 4. Dimensionado del generador fotovoltaico

### 4.1 Requerimientos de diseño

La potencia nominal de la planta será de 6 MW. Para lograr que los inversores evacuen a la red dicha potencia es necesario que el campo fotovoltaico tenga como mínimo instalada esa potencia. Sin embargo, existen múltiples factores que afectan a al desempeño de los módulos y en consecuencia limitan la cantidad de energía que son capaces de generar, los factores más importantes que afectan al desempeño de los módulos son:

- **Temperatura de operación:** La potencia pico de los módulos está referida a una temperatura ambiente generalmente de 25 °C y una irradiancia de 1000 W/m<sup>2</sup>, estas condiciones son bajo las cuales se prueban los módulos en el laboratorio y por lo tanto son difícilmente replicables bajo condiciones reales de operación. Cuando los módulos se encuentran trabajando, es habitual que la temperatura ambiente y la irradiancia difieran de las condiciones de laboratorio, y en consecuencia la potencia que son capaces de generar se verá afectada. El calentamiento del módulo es el parámetro que más afecta negativamente al desempeño del módulo.

- **Otros factores:** Si bien la temperatura del módulo es el factor más importante, existen otros factores que, aunque tienen una menor importancia merecen ser mencionados. Estos factores son pérdidas por sombras, conexionado de módulos con diferentes valores de potencia nominal (mismatch), suciedad, ángulo de inclinación, sombreados, ... Estos parámetros se expondrán con mayor detalle en el Apartado 5.3.

Por todo esto, es necesario sobredimensionar el campo fotovoltaico respecto al inversor. El porcentaje de sobredimensionamiento dependerá de las características del proyecto. En este caso, dicho porcentaje se encontrará situado entre el 25% y 35% por encima de la potencia nominal del inversor.

## 4.2 Dimensionamiento de las diferentes configuraciones

Como se expuso en el Apartado 2, se estudiarán 8 alternativas constructivas diferentes. Sin embargo, para seleccionar el número de módulos en serie y en paralelo que se instalarán, no es necesario tener en consideración el tipo de estructura soporte, ya que se trata de un componente puramente mecánico cuya principal función es apoyar y orientar los módulos fotovoltaicos. Por lo tanto, las opciones a analizar quedan reducidas a 4, las cuales se estudiarán a lo largo del punto 4.3.

## 4.3 Condiciones de diseño

El correcto dimensionamiento de la instalación solar requiere que en ninguno de los elementos que componen la instalación (optimizador e inversor), se superen los valores máximos admisibles de corriente y tensión fijados por el fabricante.

En el caso de la instalación con inversor central, se deberá asegurar que los valores de salida del panel fotovoltaico se encuentren dentro de los límites de entrada del optimizador. De igual forma, los valores de salida de los optimizadores deberán estar dentro de los parámetros de entrada al inversor. En el caso de inversor tipo string, los valores de salida de los paneles fotovoltaicos deberán ser compatibles con los valores de entrada del inversor.

A la hora de diseñar el parque fotovoltaico, hay que tener en cuenta una serie de consideraciones más allá de las tensiones y corrientes nominales de los módulos y los equipos electrónicos (optimizadores e inversores). En concreto se deberán tener en cuenta las temperaturas máximas y mínimas de operación de los módulos bajo las condiciones de máxima y mínima irradiancia a la temperaturas máxima y mínima históricas. También es importante tener en cuenta las variaciones de tensión y corriente de salida del módulo como consecuencia de la temperatura de operación del módulo.

Para determinar la temperatura de operación del módulo bajo las condiciones de irradiancia y temperatura ambiente se utilizará la Ec. 1.

$$T = T_{amb} + \frac{TONC - 20}{800} \cdot G \quad (\text{Ec. 1})$$

Donde:

- $T$  = Temperatura de operación del módulo (°C).
- $T_{amb}$  = Temperatura ambiente (°C).
- $TONC$  = Temperatura de operación nominal del módulo, es un dato proporcionado por el fabricante (°C).
- $G$  = Irradiancia solar sobre el panel ( $\text{W}/\text{m}^2$ ).

Para determinar las variaciones de tensión, corriente o potencia como consecuencia de la temperatura de operación del módulo se hará uso de la Ec. 2.

$$X_{STC}(T) = X_{STC} \cdot \left( 1 + \frac{\%X_{STC} \cdot (T - 25)}{100} \right) \quad (\text{Ec. 2})$$

Donde:

- $X_{STC}(T)$  = Variación del parámetro del módulo (tensión, corriente o potencia) con la temperatura bajo las condiciones de operación.
- $X_{STC}$  = Parámetro del módulo (tensión, corriente o potencia) bajo condiciones STC.
- $\%X_{STC}$  = Coeficiente de variación del parámetro del módulo con la temperatura ( $\%/^{\circ}\text{C}$ ).
- $T$  = Temperatura de operación del módulo, obtenida de la Ec. 1 (°C).

Como nivel máximo de irradiancia se tomará  $1000 \text{ W}/\text{m}^2$ , y se dará para la temperatura máxima histórica registrada ( $35^{\circ}\text{C}$ ). En cambio para el nivel mínimo de irradiancia se tomará  $100 \text{ W}/\text{m}^2$ , y se dará para la temperatura mínima histórica ( $12,2^{\circ}\text{C}$ ).

#### 4.3.1. Inversor central + Panel monofacial

En esta configuración será necesario el empleo de un optimizador, por lo tanto, la disposición de los equipos quedaría de la siguiente forma:

Panel fotovoltaico monofacial  $\rightarrow$  Optimizador  $\rightarrow$  Inversor central

El primer paso es determinar las temperaturas máximas y mínimas de operación de los módulos bajo las temperaturas máxima y mínima históricas, para ello se utilizará la Ec. 1. Se obtiene así una temperatura máxima de operación de módulo 61,25 °C y una temperatura mínima de operación de 14,85 °C.

Conocida la temperatura de operación del panel, el siguiente paso consistirá en determinar el valor de la tensión de salida del punto de máxima potencia ( $V_{MPPT}$ ) para las condiciones de temperatura máxima y mínima de operación determinadas en el párrafo anterior, utilizado para ello la Ec. 2. Tomando como referencia la tensión en el punto de máxima potencia a la mínima temperatura de trabajo, se obtiene que el número máximo y mínimo de paneles que se pueden instalar son 9 y 30 respectivamente.

El siguiente paso consistirá en determinar el número de cadenas en paralelo que se pueden conectar a cada una de las entradas del optimizador. Puesto que la corriente máxima de cada entrada al optimizador es ligeramente superior a la máxima corriente del módulo solo se podrá conectar una única cadena por entrada.

Se propone por tanto una configuración de 22 módulos por cadena y una única cadena a cada entrada del optimizador. Dado que cada optimizador tiene 2 entradas en total se conectarán 44 módulos a cada optimizador.

Por último, hay que calcular el número máximo optimizadores se pueden conectar en paralelo al inversor. Puesto que el power station seleccionado está compuesto a su vez por dos inversores centrales, y con el fin de que el sistema se encuentre balanceado, cada inversor recibirá el mismo valor de corriente.

Se conectarán 133 optimizadores en paralelo a cada uno de los inversores que componen el power station, necesitándose un total de 266 optimizadores. La potencia pico de la planta, con esta configuración será de 7607,6 kWp con un ratio DC/AC de 1,268.

#### **4.3.2. Inversor central + Panel bifacial**

En esta configuración será necesario el empleo de un optimizador, por lo tanto, la disposición de los equipos quedaría de la siguiente forma:

Panel fotovoltaico bifacial → Optimizador → Inversor central

El primer paso es determinar las temperaturas máximas y mínimas de operación de los módulos bajo las temperaturas máxima y mínima históricas, para ello se utilizará la Ec. 1. Se obtiene así una temperatura máxima de operación de módulo 62,50 °C y una temperatura mínima de operación de 14,97 °C.

Conocida la temperatura de operación del panel, el siguiente paso consistirá en determinar el valor de la tensión de salida del punto de máxima potencia ( $V_{MPPT}$ ) para las condiciones de temperatura máxima y mínima de operación determinadas en el párrafo anterior, utilizado para ello la Ec. 2. Tomando como referencia la tensión en el punto de máxima potencia a la mínima temperatura de trabajo, se obtiene que el número máximo y mínimo de paneles que se pueden instalar son 9 y 30 respectivamente.

El siguiente paso consistirá en determinar el número de cadenas en paralelo que se pueden conectar a cada una de las entradas del optimizador. Puesto que la corriente máxima de cada entrada al optimizador es ligeramente superior a la máxima corriente del módulo solo se podrá conectar una única cadena por entrada.

Se propone por tanto una configuración de 22 módulos por cadena y una única cadena a cada entrada del optimizador. Dado que cada optimizador tiene 2 entradas en total se conectarán 44 módulos a cada optimizador.

Por último, hay que calcular el número máximo optimizadores se pueden conectar en paralelo al inversor. Puesto que el power station seleccionado está compuesto a su vez por dos inversores centrales, y con el fin de que el sistema se encuentre balanceado, cada inversor recibirá el mismo valor de corriente.

Se conectarán 133 optimizadores en paralelo a cada uno de los inversores que componen el equipo inversor central, haciendo un total de 266 optimizadores. La potencia pico de la planta, con esta configuración será de 7993,8 kWp con un ratio DC/AC de 1,332.

#### **4.3.3. Inversor distribuido + Panel monofacial**

Esta configuración no requerirá el empleo de optimizadores ya que es el propio inversor el que se encarga de realizar la regulación MPPT de las cadenas. La disposición de los equipos quedaría entonces de la siguiente forma:

Panel fotovoltaico monofacial → Inversor distribuido

El primer paso es determinar las temperaturas máximas y mínimas de operación de los módulos bajo las temperaturas máxima y mínima históricas, para ello se utilizará la Ec. 1. Se obtiene así una temperatura máxima de operación de módulo 61,25 °C y una temperatura mínima de operación de 14,85 °C.

Conocida la temperatura de operación del panel, el siguiente paso consistirá en determinar el valor de la tensión de salida del punto de máxima potencia ( $V_{MPPT}$ ) para las condiciones de temperatura máxima y mínima de operación determinadas en el párrafo anterior, utilizado para ello la Ec. 2. Tomando como referencia la tensión en el punto de máxima potencia a la mínima temperatura de trabajo, se obtiene que el número máximo y mínimo de paneles que se pueden instalar se encuentra comprendido entre 15 y 20.

El siguiente paso consistirá en determinar cuántas cadenas en paralelo se pueden conectar a cada una de las entradas del optimizador. Tras analizar las características del inversor elegido, se concluye que solo se puede conectar una cadena a cada entrada del inversor.

Se propone por tanto una configuración de 18 módulos por cadena y una única cadena a cada entrada MPPT del inversor. Puesto que cada inversor tiene 12 entradas, se conectarán un total de 216 módulos a cada inversor.

En este caso la tensión de salida de los inversores es AC, y por tanto se puede verter directamente a la red pública. Para alcanzar la potencia de diseño de la planta se dispondrán 54 inversores trabajando de forma simultánea. La potencia pico de la planta, con esta configuración será de 7581,6 kWp con un ratio DC/AC de 1,276.

#### **4.3.4. Inversor distribuido + Panel bifacial**

Esta configuración no requerirá el empleo de optimizadores ya que es el propio inversor el que se encarga de realizar la regulación MPPT de las cadenas. La disposición de los equipos quedaría entonces de la siguiente forma:

Panel fotovoltaico bifacial → Inversor distribuido

El primer paso es determinar las temperaturas máximas y mínimas de operación de los módulos bajo las temperaturas máxima y mínima históricas, para ello se utilizará la Ec. 1. Se obtiene así una temperatura máxima de operación de módulo 62,50 °C y una temperatura mínima de operación de 14,97 °C.

Conocida la temperatura de operación del panel, el siguiente paso consistirá en determinar el valor de la tensión de salida del punto de máxima potencia ( $V_{MPPT}$ ) para las condiciones de temperatura máxima y mínima de operación determinadas en el párrafo anterior, utilizado para ello la Ec. 2. Tomando como referencia la tensión en el punto de máxima potencia a la mínima temperatura de trabajo se obtiene que el número máximo y mínimo de paneles que se pueden instalar se encuentra comprendido entre 15 y 20.

El siguiente paso consistirá en determinar cuántas cadenas en paralelo se pueden conectar a cada una de las entradas del optimizador. Tras analizar las características del inversor elegido, se concluye que solo se puede conectar una cadena a cada entrada del inversor.

Se propone por tanto una configuración de 18 módulos por cadena y una única cadena a cada entrada MPPT del inversor. Puesto que cada inversor tiene 12 entradas, se conectarán un total de 216 módulos a cada inversor.

En este caso la tensión de salida de los inversores es AC, y por tanto se podría verter directamente a la red pública. Para alcanzar la potencia de diseño de la planta se dispondrán 54 inversores trabajando de forma simultánea. La potencia pico de la planta, con esta configuración será de 7966,5 kWp con un ratio DC/AC de 1,341.

#### 4.4 Resumen propuestas de diseño

En la Tabla 5 y Tabla 6 se recogen resumidas las propuestas de diseño analizadas en el apartado anterior.

	Paneles en serie (Por optimizador)	Cadenas en paralelo (Por optimizador)	Optimizadores	Paneles	Potencia pico (kWp)	Ratio DC/AC
<b>Inversor central + panel monofacial</b>	44	2	266	11704	7607,6	1,268
<b>Inversor central + panel bifacial</b>	44	2	266	11704	7993,8	1,332

Tabla 5. Configuraciones propuestas con inversor central

	Paneles en serie (Por inversor)	Cadenas en paralelo (Por inversor)	Inversores	Paneles	Potencia pico (kWp)	Ratio DC/AC
<b>Inversor distribuido + panel monofacial</b>	18	12	54	11664	7581,6	1,276
<b>Inversor distribuido + panel bifacial</b>	18	12	54	11664	7966,5	1,341

Tabla 6. Configuraciones propuestas con inversor tipo string (distribuido)

## 5. Simulación en PVsyst

Una vez determinada la disposición de los paneles, el siguiente paso será estimar la producción de energía eléctrica de cada una de las configuraciones propuestas. Antes de proceder con los cálculos en el software PVsyst, es necesario definir en la simulación una serie de parámetros.

### 5.1 Bases de datos meteorológicas

Para simular la producción de energía eléctrica, es necesario definir la base de datos meteorológicas a utilizar, para lo cual, PVsyst permite seleccionar entre una amplia variedad de bases de datos, algunas de ellas son gratuitas, mientras que otras requieren del pago de una suscripción para poder ser utilizadas.

Se han analizado los datos proporcionados por 4 de las bases de datos que vienen integradas por defecto en el PVsyst. Las cuales se nombran y describen a continuación:

- **Meteonorm 8.1:** Herramienta desarrollada por la empresa suiza Meteotest, permite obtener datos históricos de temperatura e irradiancia a nivel global, así como la nubosidad, precipitaciones o punto de rocío entre otros muchos. Estos datos se obtienen tanto de satélites como de estaciones meteorológicas. Los valores pueden ser por años, mensuales, horas y minutos. También es capaz de estimar futuros valores de irradiancia y temperatura. El acceso a los datos se hace mediante pago.
- **NREL NSRDB:** Base de datos de radiación solar proporcionada por el laboratorio nacional de energías renovables de Estados Unidos (NREL). Ofrece valores de temperatura e irradiancia solar de forma horaria. Para la toma de datos se utiliza la información recogida por satélites.
- **PVGIS 5.2:** Base de datos de radiación solar desarrollada por la Unión Europea. A diferencia de las otras, permite estimar la energía generada por una instalación fotovoltaica utilizando diferentes tecnologías y configuraciones
- **Solcast:** Propiedad de la empresa noruega DNV, especializada en la industria energética. Proporciona los mismos datos que Meteonorm, el acceso a los datos es de pago, aunque cuenta con licencia gratuita para estudiantes e investigadores.

Todas estas bases de datos se encuentran implementadas de forma nativa en PVSystem, por lo que hacer uso de ellas es muy sencillo, simplemente es necesario introducir la ubicación de la planta solar. Todas ellas proporcionan valores horarios de irradiancia global y difusa horizontal, temperatura, velocidad del viento y humedad relativa. De forma adicional, la base de datos Meteonorm 8.1 proporciona valores de turbidez Linke, un parámetro muy útil para modelizar la absorción y dispersión atmosférica de la radiación solar en cielos despejados.

En los siguientes subapartados se expondrán los distintos valores de irradiancia horizontal, tanto global como difusa, los valores de temperatura y velocidad del viento por mes proporcionados por cada una de las bases de datos anteriormente mencionadas.

### 5.1.1. Irradiancia global horizontal (GHI)

La radiación global horizontal se define como la radiación solar total que incide sobre una superficie horizontal, para su cálculo se utiliza la Ec. 3.

$$GHI = DHI + DNI \cdot \cos(z) \quad (\text{Ec. 3})$$

Donde:

- $GHI$  = Irradiancia horizontal global ( $\text{W}/\text{m}^2$ ).
- $DHI$  = Irradiancia horizontal difusa ( $\text{W}/\text{m}^2$ ).
- $DNI$  = Irradiancia normal directa ( $\text{W}/\text{m}^2$ ).
- $z$  = Ángulo cenital solar ( $^\circ$ ).

Se trata de uno de los principales parámetros a tener en cuenta para la simulación de la producción de energía eléctrica ya que cuanto mayor sea su valor, mayor energía serán capaces de producir los paneles solares. Cada una de las bases de datos consultada usa sus propios mecanismos para la recolección de datos, así como sus propios algoritmos de postprocesado, por lo tanto, no es de extrañar que existan discrepancias entre los valores proporcionados por cada una de ellas (Meteonorm 8.1, NREL NSRDB, PVGIS 5.2 y Solcast).

Los valores de irradiancia global horizontal proporcionados por cada una de las bases de datos se presentan en la Tabla 7.

	Meteonorm 8.1	NREL NSRDB	PVGIS 5.2	Solcast	Media
<b>Enero</b>	210,9	224,6	208,8	200,1	211,1 ±10,1
<b>Febrero</b>	231,2	243,9	232,1	233,2	235,1 ±5,9
<b>Marzo</b>	272,9	277,3	273,0	256,3	269,9 ±9,3
<b>Abril</b>	273,0	293,3	271,6	280,6	279,6 ±9,9
<b>Mayo</b>	261,8	295,6	281,6	275,7	278,7 ±14,0
<b>Junio</b>	249,9	280,6	262,0	269,9	265,6 ±12,9
<b>Julio</b>	249,6	252,5	193,3	231,3	231,7 ±27,3
<b>Agosto</b>	237,0	214,5	241,7	214,3	226,9 ±14,5
<b>Septiembre</b>	218,4	214,7	214,6	197,2	211,2 ±9,5
<b>Octubre</b>	236,7	211,9	185,4	200,3	208,6 ±21,7
<b>Noviembre</b>	201,9	208,0	208,0	203,5	205,4 ±3,1
<b>Diciembre</b>	202,9	206,3	212,6	197,7	204,9 ±6,2

Tabla 7. Valores mensuales promedio de irradiancia global horizontal.

Los datos de la Tabla 7 se han representado en la Figura 1 para una mejor visualización de los mismos.

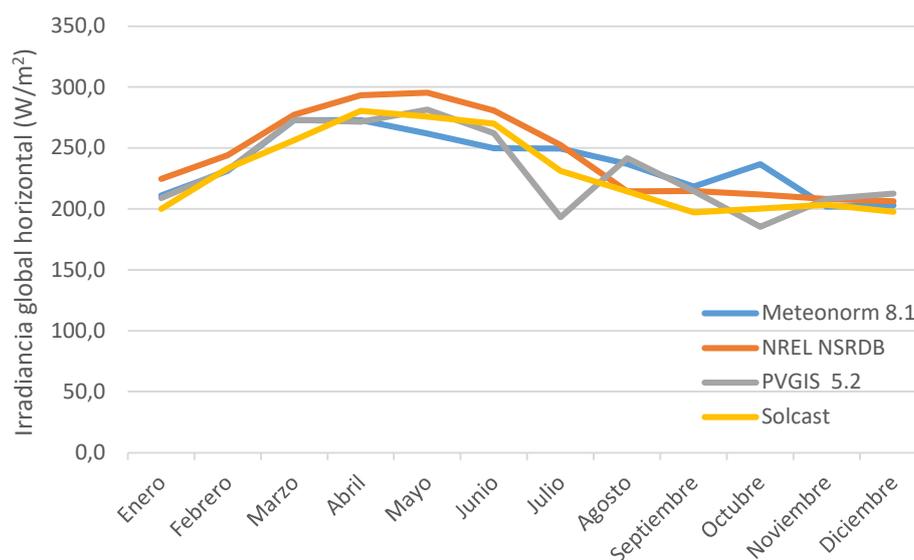


Figura 1. Representación gráfica de los valores promedio de irradiancia global horizontal.

### 5.1.2. Irradiancia horizontal difusa (DHI)

La irradiancia horizontal difusa se define como la radiación solar dispersada por la atmósfera, es uno de los parámetros que se utilizan en el cálculo de la irradiancia global. Los valores de este parámetro proporcionados por cada una de las bases de datos consultadas se recogen en la Tabla 8, al igual que en el caso anterior, también se han representado de manera gráfica en la Figura 2.

	Meteonorm 8.1	NREL NSRDB	PVGIS 5.2	Solcast	Media
<b>Enero</b>	73,1	65,5	53,7	80,7	68,3 ±11,5
<b>Febrero</b>	94,3	87,6	57,4	85,9	81,3 ±16,3
<b>Marzo</b>	89,4	75,1	57,9	91,6	78,5 ±15,6
<b>Abril</b>	92,6	70,1	64,2	79,8	76,7 ±12,4
<b>Mayo</b>	106,4	81,5	61,3	77,7	81,7 ±18,6
<b>Junio</b>	112,1	91,5	66,9	78,1	87,2 ±19,4
<b>Julio</b>	102,9	104,8	72,9	90,6	92,8 ±14,7
<b>Agosto</b>	120,7	111,6	85,3	95,5	103,3 ±15,9
<b>Septiembre</b>	100,5	141,2	87,3	90,0	104,8 ±25,0
<b>Octubre</b>	97,5	92,9	75,5	89,6	88,9 ±9,5
<b>Noviembre</b>	90,6	72,5	53,1	81,3	74,4 ±16,0
<b>Diciembre</b>	71,6	66,0	44,3	75,4	64,3 ±13,9

Tabla 8. Valores mensuales promedio de irradiancia horizontal difusa.

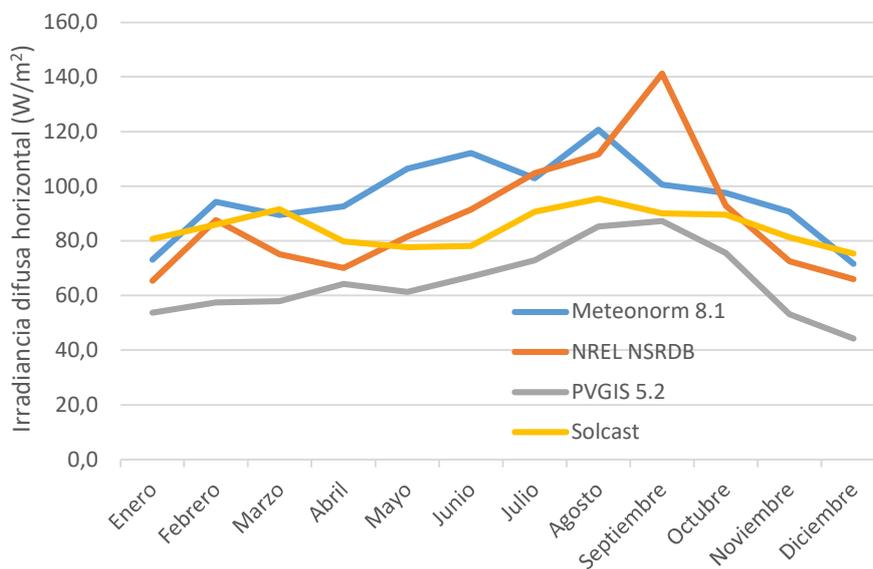


Figura 2. Representación gráfica de los valores promedio de irradiancia horizontal difusa.

### 5.1.3. Temperatura ambiente

La temperatura ambiente es, junto con el valor de irradiancia, un parámetro muy importante en la simulación de la producción de la planta, ya que cuanto mayor sea este, menor cantidad de energía serán capaces de generar los módulos.

Las cuatro bases de datos consultadas presentan unos perfiles de temperatura similares, como se observa en la Figura 3. Las temperaturas mensuales se mantienen sin grandes variaciones a lo largo del año, esto se debe a la proximidad de la isla al ecuador.

	Meteonorm 8.1	NREL NSRDB	PVGIS 5.2	Solcast	Media
<b>Enero</b>	26,3	27,8	26,2	27,1	26,9 ±0,8
<b>Febrero</b>	26,2	27,8	25,8	26,9	26,7 ±0,9
<b>Marzo</b>	27,2	27,8	26,6	26,9	27,1 ±0,5
<b>Abril</b>	27,6	28,2	26,9	27,6	27,6 ±0,5
<b>Mayo</b>	28,6	29,1	27,5	28,0	28,3 ±0,7
<b>Junio</b>	28,3	29,0	27,4	28,2	28,2 ±0,7
<b>Julio</b>	27,9	29,4	27,5	27,5	28,1 ±0,9
<b>Agosto</b>	27,3	29,0	27,3	27,9	27,9 ±0,8
<b>Septiembre</b>	27,1	28,9	27,5	27,2	27,7 ±0,8
<b>Octubre</b>	27,7	29,2	27,2	27,8	28,0 ±0,9
<b>Noviembre</b>	28,0	29,2	27,5	28,1	28,2 ±0,7
<b>Diciembre</b>	27,8	28,8	27,4	28,0	28,0 ±0,6

Tabla 9. Valores mensuales promedio de temperatura ambiente.

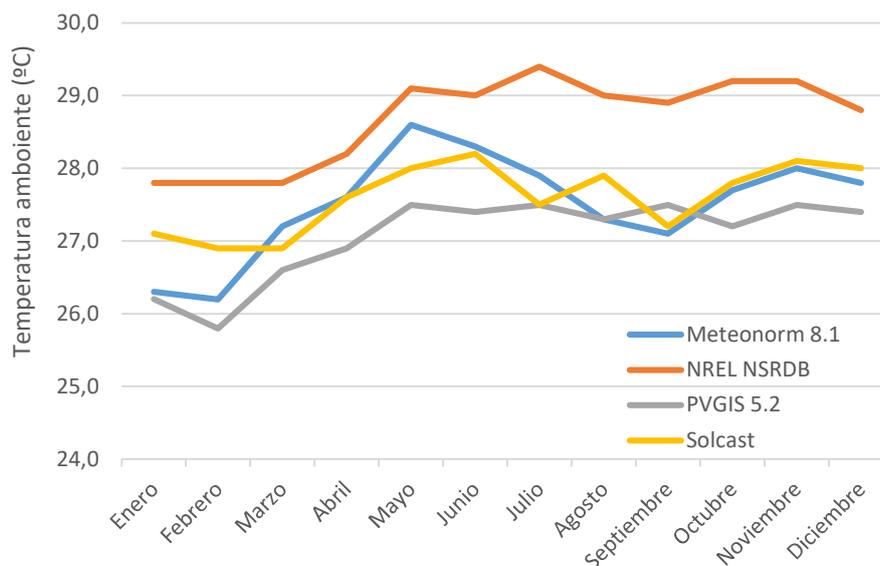


Figura 3. Representación gráfica de los valores promedio de temperatura ambiente.

**5.1.4. Velocidad del viento**

La velocidad del viento afecta a la capacidad de refrigeración de los módulos, pudiendo reducir ligeramente su temperatura de trabajo, dando como resultado un aumentando en la capacidad de producción de energía. Sin embargo, una velocidad excesiva del viento puede producir fenómenos de resonancia sobre los módulos y las estructuras, debido a la esbeltez y poca masa que presentan este tipo de construcciones.

Al igual que en los casos anteriores, los datos de viento de las cuatro bases de datos se han recogido en la Tabla 10 y representado de manera gráfica en la Figura 4.

	Meteonorm 8.1	NREL NSRDB	PVGIS 5.2	Solcast	Media
<b>Enero</b>	5,3	6,3	9,6	8,9	7,5 ±2,0
<b>Febrero</b>	5,5	5,3	8,7	7,4	6,7 ±1,6
<b>Marzo</b>	5,3	7,2	7,8	8,4	7,2 ±1,3
<b>Abril</b>	4,9	6,2	7,9	7,1	6,5 ±1,3
<b>Mayo</b>	4,1	4,4	5,9	5,6	5,0 ±0,9
<b>Junio</b>	4,0	4,4	5,2	5,0	4,7 ±0,5
<b>Julio</b>	3,2	4,1	5,9	4,4	4,4 ±1,1
<b>Agosto</b>	3,0	4,5	3,8	3,7	3,8 ±0,6
<b>Septiembre</b>	2,8	3,5	6,1	4,4	4,2 ±1,4
<b>Octubre</b>	3,4	4,0	6,8	5,8	5,0 ±1,5
<b>Noviembre</b>	4,8	5,7	6,7	7,9	6,3 ±1,3
<b>Diciembre</b>	5,3	7,1	17,4	8,0	9,4 ±5,4

Tabla 10. Valores mensuales promedio de la velocidad del viento.

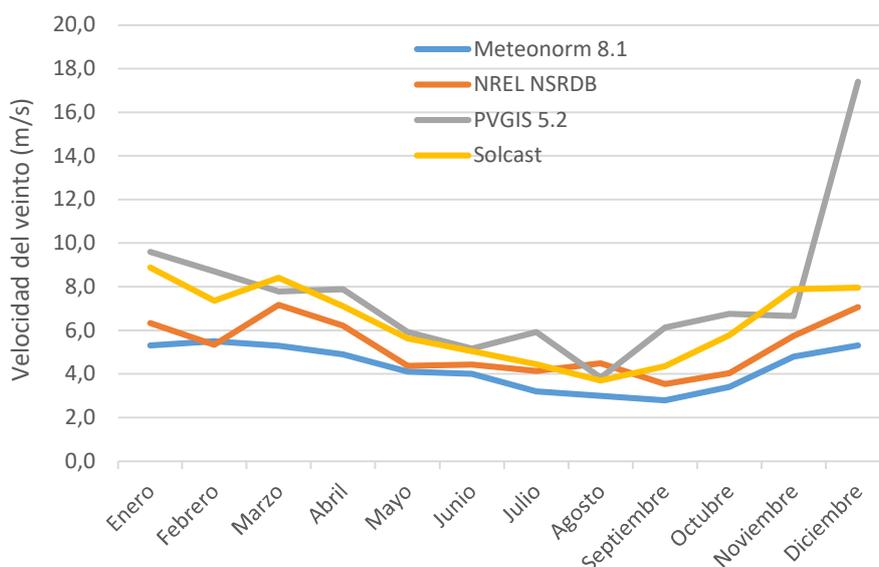


Figura 4. Representación gráfica de los valores promedio de velocidad del viento.

5.1.5. Humedad relativa

La humedad relativa afecta de forma negativa a los módulos fotovoltaicos, debido a que sobre ellos se forman pequeñas gotas de agua que reflejan la luz solar incidente, reduciéndose la cantidad de energía que los paneles son capaces de captar. La humedad de obtenida a partir de cada una de las bases de datos estudiadas se recoge en la Tabla 11.

	Meteonorm 8.1	NREL NSRDB	PVGIS 5.2	Solcast	Media
<b>Enero</b>	81,0	80,7	79,0	77,1	79,5 ±1,8
<b>Febrero</b>	80,1	78,7	77,7	78,9	78,9 ±1,0
<b>Marzo</b>	76,6	79,3	78,8	80,2	78,7 ±1,5
<b>Abril</b>	78,0	82,9	80,3	78,5	79,9 ±2,2
<b>Mayo</b>	76,9	80,3	80,5	78,5	79,1 ±1,7
<b>Junio</b>	79,0	82,1	82,4	78,6	80,5 ±2,0
<b>Julio</b>	81,9	82,7	84,0	83,1	82,9 ±0,9
<b>Agosto</b>	85,0	85,0	82,4	81,8	83,6 ±1,7
<b>Septiembre</b>	86,2	83,3	84,6	84,4	84,6 ±1,2
<b>Octubre</b>	83,3	83,4	84,8	82,1	83,4 ±1,1
<b>Noviembre</b>	80,8	82,8	83,0	79,2	81,5 ±1,8
<b>Diciembre</b>	79,0	83,1	81,2	79,8	80,8 ±1,8

Tabla 11. Valores mensuales promedio de humedad.

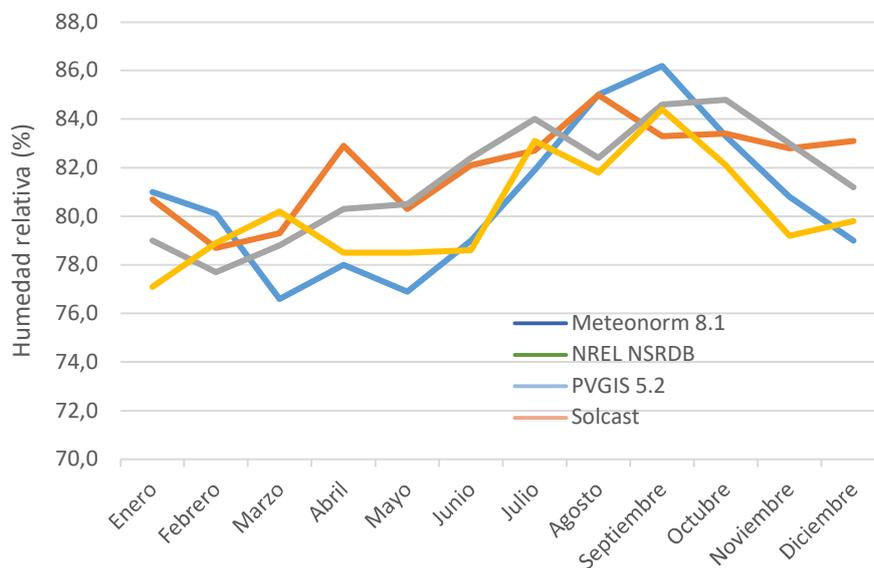


Figura 5. Representación gráfica de los valores promedio de humedad.

### 5.1.6. Turbidez de Linke

La turbidez de Linke es un parámetro utilizado para modelizar la absorción y dispersión atmosféricas de la radiación solar en cielos despejados, cuanto mayor sea este parámetro mayor será la turbidez de la atmósfera y por tanto menor radiación llegara a la superficie de la tierra (y por tanto a los paneles). Si la turbidez tiene valor 1 significaría que el cielo está completamente seco y limpio. Si el cielo está despejado y la humedad es alta, el índice toma valores superiores a 3. Si por el contrario el cielo está contaminado, como es el caso de las grandes ciudades, suele tomar valores entre 6 y 7.

De todas las bases de datos analizadas solo Meteonorm 8.1 proporciona valores de este parámetro. Dichos valores se encuentran recogidos en la Tabla 12 y representados gráficamente en la Figura 6.

	Meteonorm 8.1
<b>Enero</b>	3,892
<b>Febrero</b>	3,866
<b>Marzo</b>	3,898
<b>Abril</b>	3,809
<b>Mayo</b>	3,684
<b>Junio</b>	3,528
<b>Julio</b>	3,363
<b>Agosto</b>	3,406
<b>Septiembre</b>	3,239
<b>Octubre</b>	3,603
<b>Noviembre</b>	4,090
<b>Diciembre</b>	4,068
<b>Media</b>	3,704 ±0,279

Tabla 12. Valores mensuales promedio de la turbidez de Linke

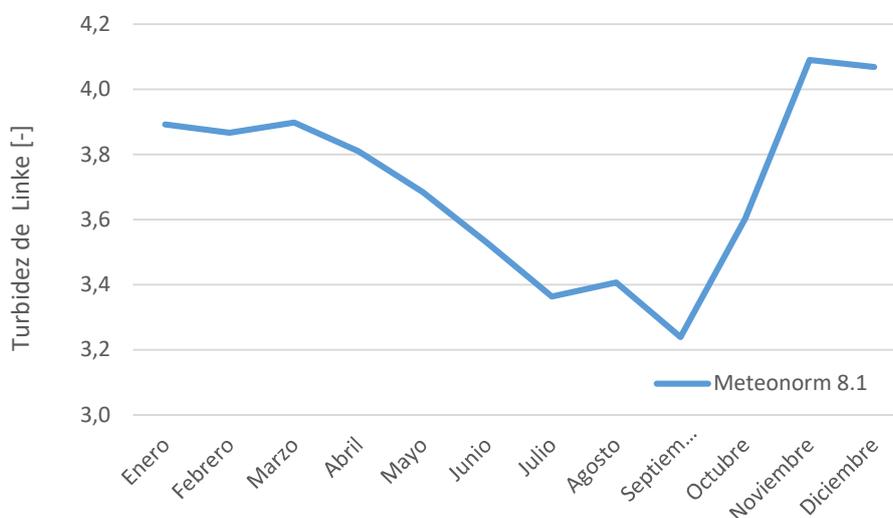


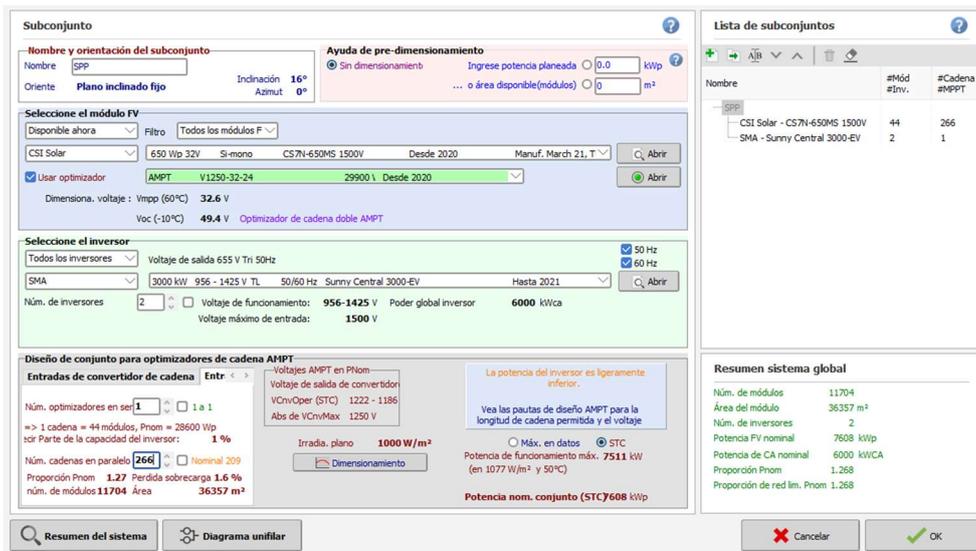
Figura 6. Representación gráfica de los valores promedio de turbidez de Linke.

### 5.1.7. Resumen y selección de base de datos

Una vez expuestos y analizados los datos proporcionados por cada una de las bases de datos meteorológicas (Meteonorm 8.1, NREL NSRDB, PVGIS 5.2 y Solcast). Se ha decidido utilizar la base de datos Meteonorm 8.1 ya que además de presentar unos valores más homogéneos para todos los parámetros que se utilizarán en la simulación, es la única que proporciona valores del índice de turbidez de Linke.

## 5.2 Configuración del sistema

Una vez definida la base de datos meteorológica a utilizar, el siguiente paso será definir en el PVsyst la orientación de los paneles y tipo de estructura soporte. También es necesario definir los componentes electrónicos que conformarán la planta (panel solar, optimizador y tipo de inversor). Todos estos parámetros se introducen en una ventana como la mostrada en la Figura 7.



**Subconjunto**

**Nombre y orientación del subconjunto**  
 Nombre: SPP  
 Orientación: Plano inclinado fijo  
 Inclinación: 16°  
 Azimut: 0°

**Ayuda de pre-dimensionamiento**  
 Sin dimensionamiento  
 Ingrese potencia planeada: 0.0 kWp  
 ... o área disponible (módulos): 0 m²

**Selección del módulo FV**  
 Disponible ahora: Filtro: Todos los módulos F  
 CSI Solar: 650 Wp 32V Si-mono CS7N-650MS 1500V Desde 2020 Manuf. March 21, T  
 Usar optimizador: AMPT V1250-32-24 29900 l Desde 2020  
 Dimensiona. voltaje: Vmpp (60°C) 32.6 V  
 Voc (-10°C) 49.4 V Optimizador de cadena doble AMPT

**Selección del inversor**  
 Todos los inversores: Voltaje de salida 655 V Trf 50Hz  
 SMA: 3000 kW 956 - 1425 V TL 50/60 Hz Sunny Central 3000-EV Hasta 2021  
 Núm. de inversores: 2 Voltaje de funcionamiento: 956-1425 V Poder global inversor: 6000 kWca  
 Voltaje máximo de entrada: 1500 V

**Diseño de conjunto para optimizadores de cadena AMPT**  
 Entradas de convertidor de cadena: Entr  
 Voltajes AMPT en Pnom: Voltaje de salida de convertidor: VcVn/Oper (STC) 1222 - 1186 Abs de VcVn/Max: 1250 V  
 Irradia. plano: 1000 W/m²  
 La potencia del inversor es ligeramente inferior. Vea las pautas de diseño AMPT para la longitud de cadena permitida y el voltaje.  
 Máx. en datos STC Potencia de funcionamiento máx. 7511 kW (en 1077 W/m² y 50°C)  
 Potencia nom. conjunto (STC) 608 kWp

**Lista de subconjuntos**

Nombre	#Mód #Inv.	#Cadena #MPPT
SPP		
CSI Solar - CS7N-650MS 1500V	44	266
SMA - Sunny Central 3000-EV	2	1

**Resumen sistema global**

Núm. de módulos	11704
Área del módulo	36357 m²
Núm. de inversores	2
Potencia P1 nominal	7608 kWp
Potencia de CA nominal	6000 kWCA
Proporción Pnom	1.268
Proporción de red lim. Pnom	1.268

Resumen del sistema Diagrama unifilar Cancelar OK

Figura 7. Ventana entrada de datos del generador fotovoltaico en PVsyst.

Aunque el predimensionamiento de la planta se ha realizado de forma manual en el Apartado 4.3, PVsyst permite variar el número de cadenas (paneles en serie) y el número de cadenas en paralelo e ir observando en tiempo real como esos cambios afectan a sistema que se está diseñando.

### 5.3 Parámetros a considerar en la simulación

Además de definir los equipos, el tipo de estructura soporte y su disposición es necesario introducir otros parámetros de forma que la simulación sea lo más realista posible. Los parámetros que se han introducido se exponen a continuación:

#### 5.3.1. Distancia entre filas

Las filas de módulos deberán estar separadas a una distancia que garantice que entre los módulos no se producirán sombras, asimismo, esta distancia deberá ser lo menor posible para maximizar el uso del terreno.

La distancia entre filas que se va a calcular se corresponde con paneles colocados en posición horizontal sobre estructura fija con inclinación de  $16^\circ$ . Este ángulo de inclinación ha sido determinado por medio del software PVsyst y es el que maximiza la captación de energía para la latitud donde se sitúa la planta. La separación entre filas que se obtenga para el caso anteriormente mencionado será el que se utilice para todas las variantes analizadas, independientemente de si se trata de estructura fija o móvil.

Para calcular la distancia entre filas es necesario conocer los siguientes parámetros: Ángulo de inclinación de los módulos, dimensiones de los módulos y recorridos solares de la zona donde se ubica la planta.

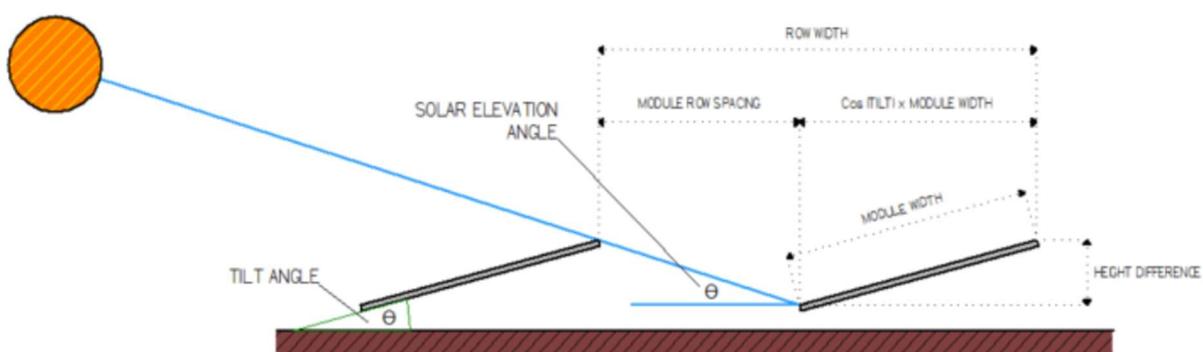


Figura 8. Procedimiento de determinación de la distancia entre filas[5].

Los recorridos solares varían en función del lugar en el que se encuentre la planta, existen una gran cantidad de herramientas para determinar dichos recorridos. Por simplicidad, se ha decidido utilizar los recorridos solares proporcionados por PVsyst (Figura 9).

Solar paths at Leyan, (Lat. 13.4609° N, long. 144.8271° E, alt. 93 m) - Legal Time

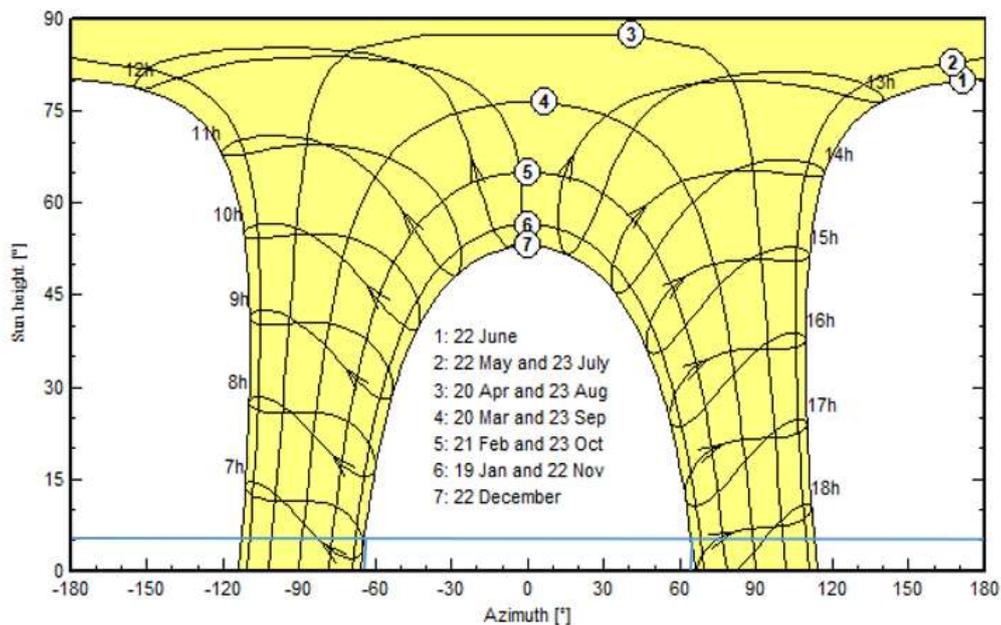


Figura 9. Recorridos solares en la localización de la planta.

Para determinar la distancia mínima entre paneles se utiliza el siguiente procedimiento[5]:

1. Determinar la diferencia de altura (Height difference) entre los extremos del panel (Ec. 4).

$$\text{Diferencia de altura} = \sin(\text{Ángulo de inclinación}) \cdot \text{Ancho del módulo} \quad (\text{Ec. 4})$$

Donde:

- *Diferencia de altura* = Diferencia de cota entre los extremos del panel (m).
  - *Ángulo de inclinación* = Ángulo que forma el panel con la horizontal (°).
  - *Ancho del módulo* = Longitud del módulo o conjunto de módulos montados sobre la estructura (m).
2. Calcular la separación entre módulos (Module row spacing) (Ec. 5).

$$\text{Separación entre filas} = \frac{\text{Diferencia de altura}}{\tan(\text{Elevación solar})} \quad (\text{Ec. 5})$$

Donde:

- *Separación entre filas* = Distancia entre los extremos de los paneles (m).
- *Diferencia de altura* = Diferencia de cota entre los extremos del panel (m).
- *Elevación solar* = Altura máxima del sol para una fecha determinada (°).

Para la determinación de la distancia entre filas se deberá tener en consideración el día del año con menos horas de luz, que al tratarse de una planta ubicada en el hemisferio norte será el 22 de diciembre. Sin embargo, al encontrarse esta cerca del ecuador, todos los días del año tienen aproximadamente la misma duración. Se garantizará que en ese día (22 de diciembre) se den 10 horas de luz sin sombras.

3. Obtener la distancia mínima entre módulos (Ec. 6).

$$\text{Separación mínima entre filas} = \text{Separación entre filas} \cdot \cos(\text{Azimuth}) \quad (\text{Ec. 6})$$

Donde:

- *Separación mínima entre filas* = Distancia mínima entre los extremos de los paneles (m).
- *Separación entre filas* = Distancia entre los extremos de los paneles (m).
- *Azimuth* = Posición del sol (°)

Haciendo uso de las ecuaciones mencionadas, conocidas coordenadas geográficas del lugar y los recorridos solares, se concluye que para garantizar que los paneles tengan 10 horas sin sombras en el peor día del año (22 de diciembre), la distancia a la cual se deben separar las filas es de 6,5 metros.

En la Tabla 13 se recogen los resultados del cálculo.

<b>Diferencia de altura (mm)</b>	718,31
<b>Separación entre filas (mm)</b>	8210,33
<b>Separación mínima entre filas (mm)</b>	3727,41
<b>Ancho de la fila (mm)</b>	6232,46

Tabla 13. Resultados de determinación de la separación entre filas

### 5.3.2. Definición de la escena

Además de definir la distancia entre las filas, será necesario definir la manera en la que estas se dispondrán en la planta. Con esto será posible conocer, de manera más precisa las sombras que se pudieran generar entre las filas de paneles, así como las sombras producidas por elementos lejanos.

### 5.3.3. Pérdidas por suciedad

La suciedad acumulada sobre los paneles tiene un impacto negativo sobre su desempeño, estas pérdidas se encuentran muy influenciadas por la localización de los paneles y la climatología.

En el caso de instalaciones cercanas a la costa, los excrementos de aves tienen un impacto negativo sobre el desempeño del panel, ya que a diferencia de la acumulación de polvo (que se realiza de manera uniforme sobre el panel), estos se localizan sobre puntos concretos, empeorando el desempeño. Además no se eliminan con el agua de la lluvia como si ocurre con el polvo.

Puesto que se trata de una instalación en una isla donde las precipitaciones se producen a lo largo de todo el año, se ha decidido tomar un valor de pérdidas por suciedad del 2%.

### 5.3.4. Pérdidas por mismatch

Si bien todos los paneles que conforman el parque fotovoltaico son del mismo fabricante y potencia nominal, durante la fase de fabricación los valores de tensión, corriente y potencia de los módulos varían ligeramente entre unos y otros.

Cuando se conecten en serie los módulos, la tensión de la cadena será la suma de las tensiones de todos los módulos, mientras que la corriente que circulará será la menor de todos ellos. Las cadenas conectadas en paralelo funcionarán a la tensión de la menor cadena y la corriente será la suma de las corrientes de cada una de las cadenas.

Por esto es especialmente importante conocer los parámetros de operación reales de cada uno de los módulos y tratar de crear agrupaciones con módulos cuyas características sean lo más parecidas posibles, sin embargo, aun realizando este procedimiento las características de los módulos seguirán variando ligeramente, por lo que se tomará un valor de pérdidas por mismatch del 0,5%.

### 5.3.5. Envejecimiento de los módulos

Los módulos se degradan con el paso del tiempo, afectando negativamente a su capacidad para generar energía. La degradación inicial y anual de los módulos es un parámetro que facilita el fabricante en la hoja de características. La tasa de degradación inicial es la misma para ambos módulos estudiados, mientras que la anual es ligeramente superior en los monofaciales.

	Degradación 1º año	Degradación anual
Panel monofacial	2%	0,55%
Panel bifacial	2%	0,45%

Tabla 14. Tasa de degradación inicial y anual para paneles monofaciales y bifaciales[1].

### 5.3.6. Albedo del terreno

En el caso de los módulos bifaciales es necesario tener en consideración el albedo del terreno, el cual se define como la proporción entre la energía luminosa (energía solar) que incide sobre una superficie (terreno) y la que refleja. Cuanto mayor sea esta relación mayor energía serán capaces de aprovechar los módulos por su parte trasera. Los valores típicos de albedo para distintos materiales se recogen en la Figura 10.

Surface type	Typical value
Fresh asphalt	0.03 – 0.04
Open ocean	0.06
Conifer forest (summer)	0.08 – 0.15
Worn asphalt	0.12
Deciduous trees	0.15 – 0.18
Sand	0.15 – 0.45
Tundra	0.18 – 0.25
Agricultural crops	0.18 – 0.25
Bare soil	0.17
Green grass	0.20 – 0.25
Dessert sand	0.30 – 0.40
Snow	0.40 – 0.90
Ocean ice	0.50 – 0.70
Fresh snow	0.80 – 0.90

Figura 10. Valores típicos de albedo para diferentes superficies[6].

Se ha considerado que el terreno estará cubierto de hierba y como valor de albedo se ha tomado 0,25.

## 5.4 Resultados de simulación

Tras ejecutar la simulación para cada uno de los casos de estudio planteados en el Apartado 2, se obtienen los siguientes datos de producción de energía para todo el tiempo de operación de la planta (25 años), recogidos en la Tabla 15.

	Nº paneles	Nº inversores	Nº optimizadores	P <sub>Instalada</sub> (kW <sub>p</sub> )	P <sub>Generada 25 años</sub> (MWh)
Inv. central + estructura fija + Monofacial	11.704	2	266	7.607,6	346.725
Inv. central + estructura fija + Bifacial	11.704	2	266	7.993,8	367.800
Inv. central + 1 eje + Monofacial	11.704	2	266	7.607,6	414.700
Inv. central + 1 eje + Bifacial	11.704	2	266	7.993,8	430.550
Inv. distribuido + estructura fija + Monofacial	11.664	54	-	7.581,6	345.195
Inv. distribuido + estructura fija + Bifacial	11.664	54	-	7.966,5	362.880
Inv. distribuido + 1 eje + Monofacial	11.664	54	-	7.581,6	415.935
Inv. distribuido + 1 eje + Bifacial	11.664	54	-	7.966,5	428.490

Tabla 15. Resumen de configuraciones analizadas y potencia generada por cada una de ellas.

De todas las propuestas estudiadas, las configuraciones que más energía generan son aquellas que tienen incorporado un seguidor a 1 eje y montan un panel bifacial. Es lógico que esta configuración sea la que más energía produzca ya que los paneles bifaciales son capaces de captar energía por ambas caras y además la estructura con seguidor permite una mejor captación de la energía solar en comparación a la estructura fija.

## 6. Selección de la configuración

Para determinar la configuración que se implementará es necesario analizar el coste de cada una de las configuraciones. Aunque no es posible conocer con exactitud el coste asociado a cada configuración sí que se conoce el número de los elementos principales que se instalarán (paneles solares, estructura soporte, optimizadores, inversor y transformador), dichos costes se resumen en las tablas mostradas a continuación.

	Coste (\$/Ud.)
<b>Optimizador</b>	720
<b>Inversor central</b>	150.000
<b>Inversor distribuido</b>	8.500
<b>Transformador</b>	150.000

	Coste (\$/W)
<b>Panel solar monofacial</b>	0,26
<b>Panel solar bifacial</b>	0,26
<b>Estructura fija</b>	0,0544
<b>Estructura seguidor 1 eje</b>	0,0902

Conocidos los costes por unidad de los principales equipos instalados se construye la Tabla 16, donde se recoge el coste total de los equipos para cada una de las configuraciones estudiadas.

	Coste paneles	Coste estructura	Coste optimizadores	Coste transformador	Coste inversor
<b>Inv. central + estructura fija + Monofacial</b>	\$1.977.976,00	\$413.853,44	\$191.520,00	\$150.000,00	\$95.000,00
<b>Inv. central + estructura fija + Bifacial</b>	\$1.977.976,00	\$413.853,44	\$191.520,00	\$150.000,00	\$95.000,00
<b>Inv. central + 1 eje + Monofacial</b>	\$1.977.976,00	\$686.205,52	\$191.520,00	\$150.000,00	\$95.000,00
<b>Inv. central + 1 eje + Bifacial</b>	\$1.977.976,00	\$686.205,52	\$191.520,00	\$150.000,00	\$95.000,00
<b>Inv. distribuido + estructura fija + Monofacial</b>	\$1.971.216,00	\$412.439,04	-	\$150.000,00	\$8.500,00
<b>Inv. distribuido + estructura fija + Bifacial</b>	\$1.971.216,00	\$412.439,04	-	\$150.000,00	\$8.500,00
<b>Inv. distribuido + 1 eje + Monofacial</b>	\$1.971.216,00	\$683.860,32	-	\$150.000,00	\$8.500,00
<b>Inv. distribuido + 1 eje + Bifacial</b>	\$1.971.216,00	\$683.860,32	-	\$150.000,00	\$8.500,00

Tabla 16. Coste de implantación de cada configuración.

Por último, en la Tabla 17 se recoge el precio total de los equipos y se calcula el coste asociado a la generación de energía, dividiendo el coste total de los equipos entre la energía producida durante esos 25 años.

	Coste total	Precio (\$/MWh)
<b>Inv. central + est. fija + Monofacial</b>	\$2.923.349,44	\$8,43
<b>Inv. central + est. fija + Bifacial</b>	\$2.923.349,44	\$7,95
<b>Inv. central + 1 eje + Monofacial</b>	\$3.195.701,52	\$7,71
<b>Inv. central + 1 eje + Bifacial</b>	\$3.195.701,52	\$7,42
<b>Inv. distribuido + est. fija + Monofacial</b>	\$2.992.655,04	\$8,67
<b>Inv. distribuido + est. fija + Bifacial</b>	\$2.992.655,04	\$8,25
<b>Inv. distribuido + 1 eje + Monofacial</b>	\$3.264.076,32	\$7,85
<b>Inv. distribuido + 1 eje + Bifacial</b>	\$3.264.076,32	\$7,62

Tabla 17. Coste de cada unidad de energía producida

Se ha decidido implementar la opción de **Inversor central + Estructura seguidor 1 eje + Panel bifacial** por ser la opción que presenta un menor coste asociado a la generación de energía.

## 7. Bibliografía

- [1] «Canadian\_Solar-Datasheet- BiHiKu7\_CS7N-MB-AG\_Bifacial High efficiency | Enhanced Reader».
- [2] «String Optimizers - Ampt». <https://www.ampt.com/products/string-optimizers/> (accedido 17 de junio de 2023).
- [3] S. A. Solar Technology, «MV POWER STATION 4400 / 4950 / 5000 / 5500 / 5800 / 6000 - Turnkey Solution for PV Power Plants».
- [4] «SMA Sunny Tripower CORE1 inversor de string | SMA Solar». <https://www.sma.de/es/productos/inversor-fotovoltaico/sunny-tripower-core1> (accedido 17 de junio de 2023).
- [5] «Determining Module Inter-Row Spacing | Greentech Renewables». <https://www.greentechrenewables.com/article/determining-module-inter-row-spacing> (accedido 3 de julio de 2023).
- [6] «Surface Albedo – most frequent questions | Solargis». <https://solargis.com/blog/product-updates/surface-albedo-most-frequent-questions> (accedido 3 de julio de 2023).

# PVsyst - Informe de simulación

## Sistema conectado a la red

---

Proyecto: Planta solar fotovoltaica GUAM

Variante: Inv. central + Est. fija + Monofacial

Cobertizos en el suelo

Potencia del sistema: 7608 kWp

Leyan - Guam



# Proyecto: Planta solar fotovoltaica GUAM

Variante: Inv. central + Est. fija + Monofacial

## PVsyst V7.3.4

VCO, Fecha de simulación:  
14/05/23 13:25  
con v7.3.4

### Resumen del proyecto

#### Sitio geográfico

Leyan  
Guam

#### Situación

Latitud 13.46 °N  
Longitud 144.83 °E  
Altitud 93 m  
Zona horaria UTC+10

#### Configuración del proyecto

Albedo 0.20

#### Datos meteo

Leyan  
Meteonorm 8.1 (2016-2021), Sat=100% - Sintético

### Resumen del sistema

#### Sistema conectado a la red

#### Orientación campo FV

Plano fijo  
Inclinación/Azimut 16 / 0 °

#### Cobertizos en el suelo

#### Sombreados cercanos

Sombreados lineales

#### Necesidades del usuario

Carga ilimitada (red)

#### Información del sistema

##### Generador FV

Núm. de módulos 11704 unidades  
Pnom total 7608 kWp

##### Inversores

Núm. de unidades 2 unidades  
Pnom total 6000 kWca  
Límite de potencia de red 6000 kWca  
Proporción de red lim. Pnom 1.268

### Resumen de resultados

Energía producida 13897392 kWh/año Producción específica 1827 kWh/kWp/año Proporción rend. PR 85.56 %

### Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del generador FV, Pérdidas del sistema.	3
Definición del sombreado cercano - Diagrama de iso-sombreados	5
Resultados principales	6
Diagrama de pérdida	7
Gráficos predefinidos	8
Evaluación P50 - P90	14



# Proyecto: Planta solar fotovoltaica GUAM

Variante: Inv. central + Est. fija + Monofacial

## PVsyst V7.3.4

VCO, Fecha de simulación:  
14/05/23 13:25  
con v7.3.4

### Parámetros generales

#### Sistema conectado a la red

#### Orientación campo FV

##### Orientación

Plano fijo  
Inclinación/Azimut 16 / 0 °

#### Horizonte

Horizonte libre

#### Limitación de potencia de red

Potencia activa 6000 kWca  
Proporción Pnom 1.268

#### Cobertizos en el suelo

#### Configuración de cobertizos

Núm. de cobertizos 134 unidades

#### Tamaños

Espaciado entre cobertizos 6.50 m  
Ancho de colector 2.63 m  
Proporc. cob. suelo (GCR) 40.4 %

#### Ángulo límite de sombreado

Ángulo límite de perfil 10.3 °

#### Sombreados cercanos

Sombreados lineales

#### Modelos usados

Transposición Perez  
Difuso Perez, Meteonorm  
Circunsolar separado

#### Necesidades del usuario

Carga ilimitada (red)

### Características del generador FV

#### Módulo FV

Fabricante Generic  
Modelo CS7N-650MS 1500V  
(Base de datos PVsyst original)

Unidad Nom. Potencia 650 Wp  
Número de módulos FV 11704 unidades  
Nominal (STC) 7608 kWp  
Conjunto de optimizadores 266 Cadenas x 1 En series

#### En cond. de funcionam. (50°C)

Pmpp 6984 kWp  
U mpp 1494 V  
I mpp 4675 A

#### Optimizador de cadena AMPT

Modelo V1250-32-24  
Unidad Nom. Potencia 29900 W  
Módulos de entrada 2 \* 22 en series

#### Potencia FV total

Nominal (STC) 7608 kWp  
Total 11704 módulos  
Área del módulo 36357 m<sup>2</sup>

#### Inversor

Fabricante Generic  
Modelo Sunny Central 3000-EV  
(Base de datos PVsyst original)

Unidad Nom. Potencia 3000 kWca  
Número de inversores 2 unidades  
Potencia total 6000 kWca  
Voltaje de funcionamiento 956-1425 V  
Proporción Pnom (CC:CA) 1.27

#### Potencia total del inversor

Potencia total 6000 kWca  
Número de inversores 2 unidades  
Proporción Pnom 1.27

### Pérdidas del conjunto

#### Pérdidas de suciedad del conjunto

Frac. de pérdida 2.0 %

#### Factor de pérdida térmica

Temperatura módulo según irradiancia  
Uc (const) 29.0 W/m<sup>2</sup>K  
Uv (viento) 0.0 W/m<sup>2</sup>K/m/s

#### Pérdidas de cableado CC

Res. conjunto global 4.1 mΩ  
Frac. de pérdida 2.0 % en STC

#### Pérdida diodos serie

Caída de tensión 0.7 V  
Frac. de pérdida 0.1 % en STC

#### Pérdida de calidad módulo

Frac. de pérdida -0.4 %

#### Pérdidas de desajuste de módulo

Frac. de pérdida 0.5 % en MPP



**PVsyst V7.3.4**

VCO, Fecha de simulación:  
14/05/23 13:25  
con v7.3.4

**Pérdidas del conjunto**

**Factor de pérdida IAM**

Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario

10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
0.998	0.998	0.995	0.992	0.986	0.970	0.917	0.763	0.000

**Corrección espectral**

Modelo FirstSolar

Agua precipitable estimada a partir de la humedad relativa

Conjunto de coeficientes	C0	C1	C2	C3	C4	C5
Monocrystalline Si	0,85914	-0,02088	-0,0058853	0,12029	0,026814	-0,001781



# Proyecto: Planta solar fotovoltaica GUAM

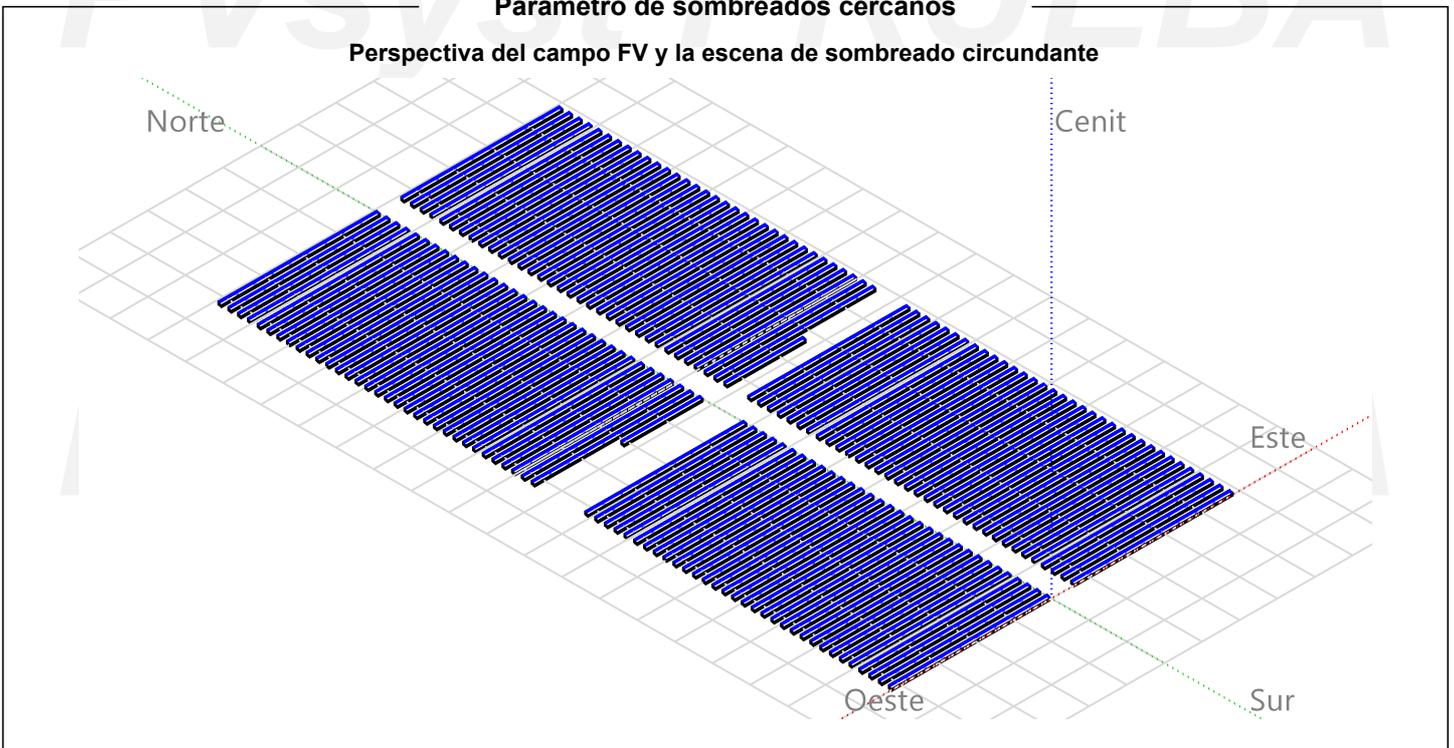
Variante: Inv. central + Est. fija + Monofacial

PVsyst V7.3.4

VCO, Fecha de simulación:  
14/05/23 13:25  
con v7.3.4

## Parámetro de sombreados cercanos

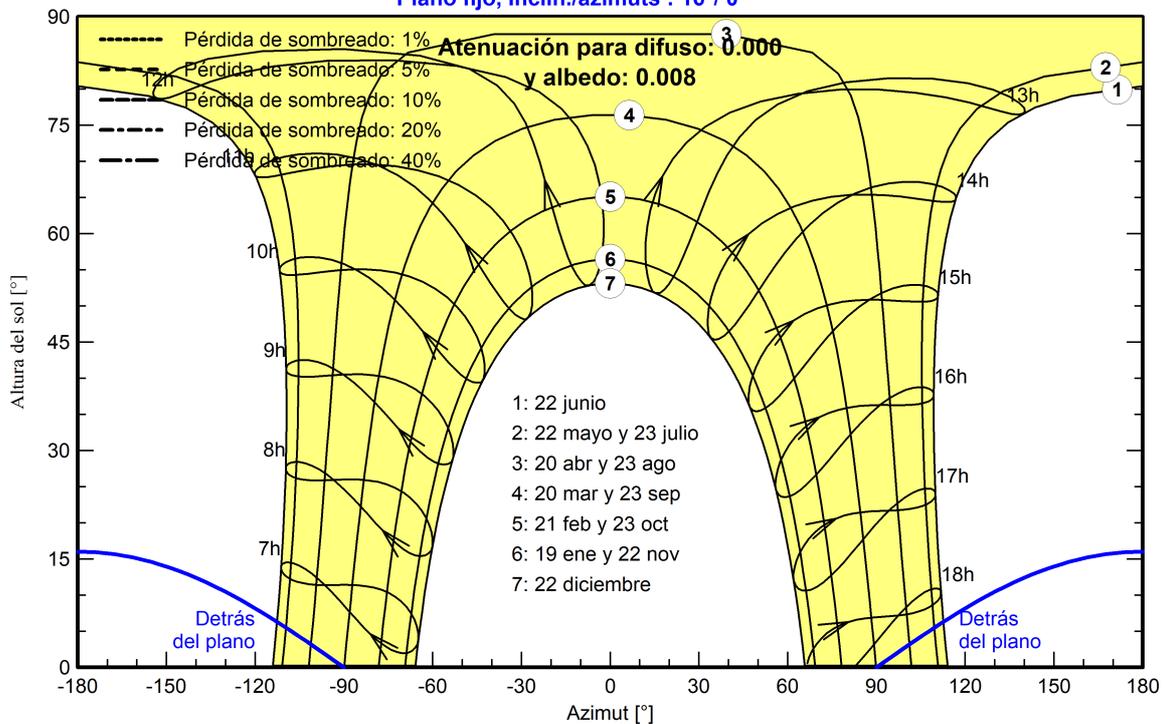
Perspectiva del campo FV y la escena de sombreado circundante



## Diagrama de iso-sombreados

Orientación #1

Plano fijo, Inclín./azimuts : 16°/ 0°





# Proyecto: Planta solar fotovoltaica GUAM

Variante: Inv. central + Est. fija + Monofacial

## PVsyst V7.3.4

VCO, Fecha de simulación:  
14/05/23 13:25  
con v7.3.4

### Resultados principales

#### Producción del sistema

Energía producida 13897392 kWh/año

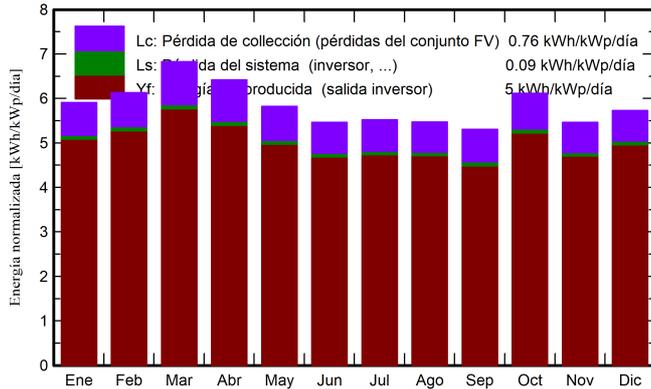
Producción específica

1827 kWh/kWp/año

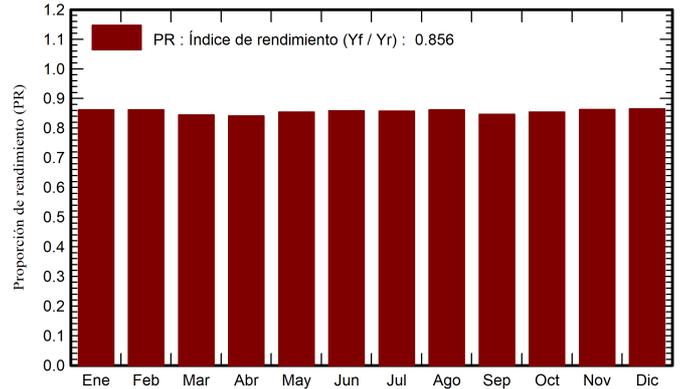
Proporción rend. PR

85.56 %

#### Producciones normalizadas (por kWp instalado)



#### Proporción de rendimiento (PR)



### Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh	kWh	proporción
Enero	156.9	54.41	26.30	183.2	176.5	1221994	1201305	0.862
Febrero	155.4	63.34	26.23	171.7	165.5	1144213	1124935	0.861
Marzo	203.1	66.51	27.21	211.8	204.2	1384335	1361109	0.845
Abril	196.5	66.67	27.58	192.6	185.4	1253511	1232288	0.841
Mayo	194.8	79.15	28.63	180.6	173.1	1193595	1173231	0.854
Junio	179.9	80.68	28.33	163.9	156.9	1089757	1071179	0.859
Julio	185.7	76.52	27.92	171.3	164.2	1136940	1117593	0.858
Agosto	176.3	89.80	27.31	169.6	162.9	1131373	1112242	0.862
Septiembre	157.3	72.33	27.06	159.1	153.0	1045921	1025170	0.847
Octubre	176.1	72.57	27.72	189.7	182.8	1254247	1232987	0.854
Noviembre	145.3	65.24	27.95	163.9	158.0	1094062	1075501	0.863
Diciembre	151.0	53.27	27.82	177.7	171.5	1190003	1169854	0.865
Año	2078.3	840.50	27.51	2135.0	2053.8	14139951	13897392	0.856

#### Leyendas

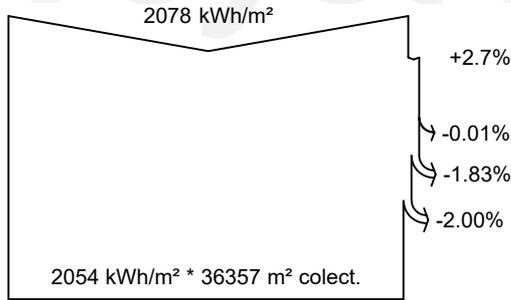
GlobHor	Irradiación horizontal global	EArray	Energía efectiva a la salida del conjunto
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	E_Grid	Energía inyectada en la red
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Proporción de rendimiento
GlobInc	Global incidente plano receptor		
GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados		



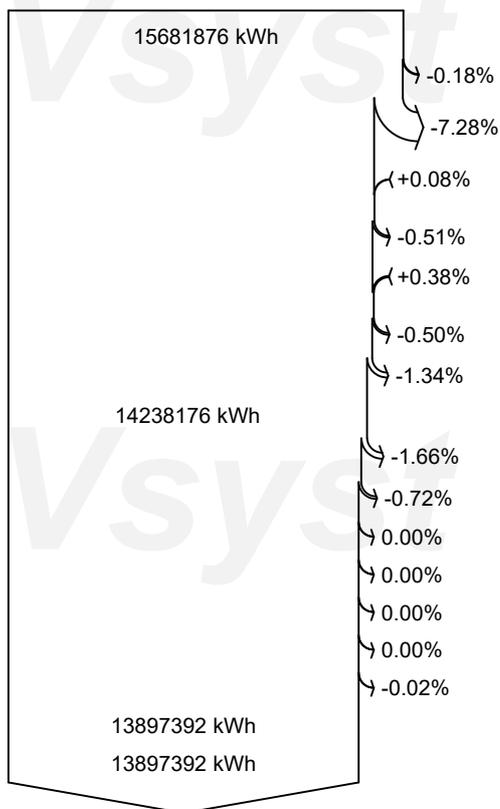
**PVsyst V7.3.4**

VCO, Fecha de simulación:  
14/05/23 13:25  
con v7.3.4

**Diagrama de pérdida**



eficiencia en STC = 21.00%



**Irradiación horizontal global**

**Global incidente plano receptor**

Sombreados cercanos: pérdida de irradiancia

Factor IAM en global

Factor de pérdida de suciedad

**Irradiancia efectiva en colectores**

Conversión FV

**Conjunto de energía nominal (con efíc. STC)**

Pérdida FV debido al nivel de irradiancia

Pérdida FV debido a la temperatura.

Corrección espectral

Pérdida de eficiencia del optimizador

Pérdida calidad de módulo

Pérdida de desajuste de conjunto de módulos

Pérdida óhmica del cableado

**Energía virtual del conjunto en MPP**

Pérdida del inversor durante la operación (eficiencia)

Pérdida del inversor sobre potencia inv. nominal

Pérdida del inversor debido a la corriente de entrada máxima

Pérdida de inversor sobre voltaje inv. nominal

Pérdida del inversor debido al umbral de potencia

Pérdida del inversor debido al umbral de voltaje

Consumo nocturno

**Energía disponible en la salida del inversor**

**Energía inyectada en la red**

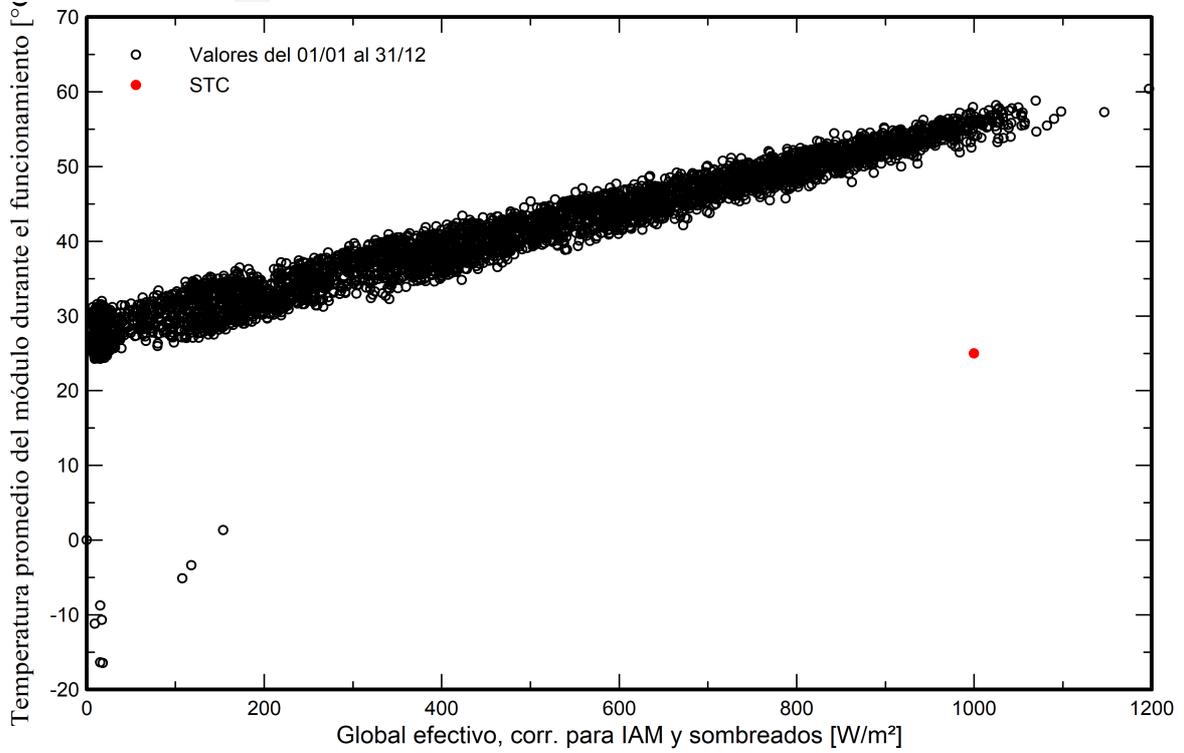


**PVsyst V7.3.4**

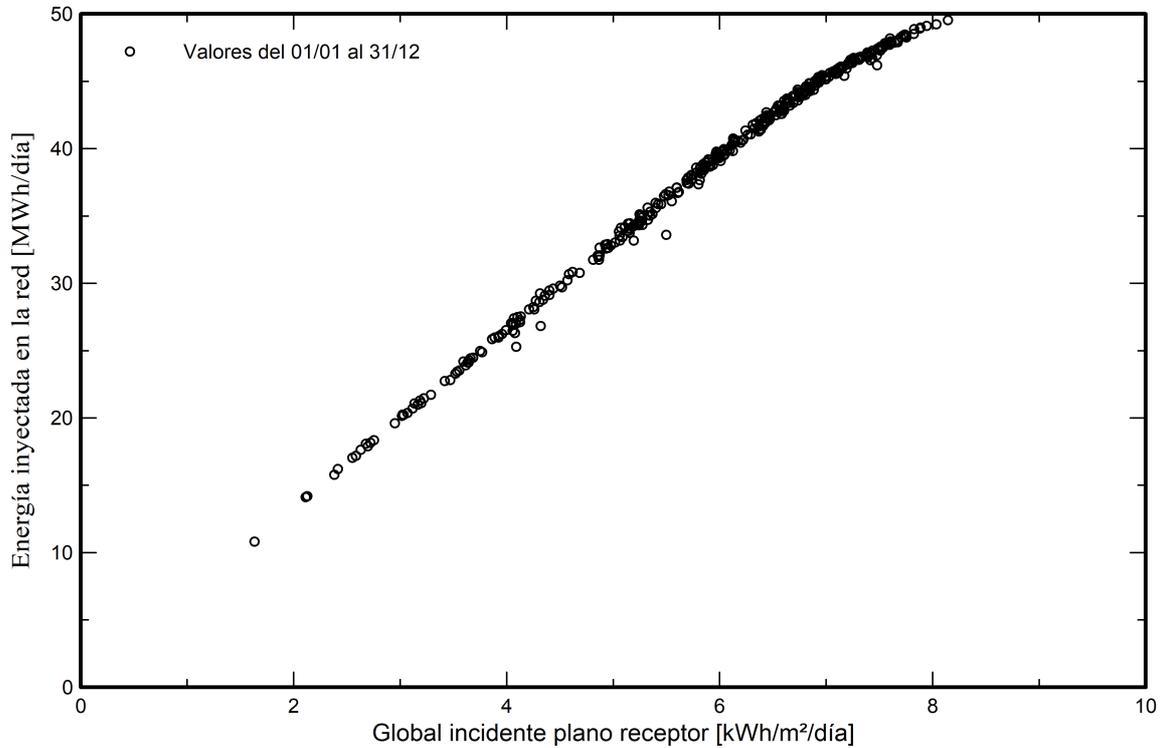
VC0, Fecha de simulación:  
14/05/23 13:25  
con v7.3.4

**Gráficos predefinidos**

**Temperatura del conjunto vs irradiancia efectiva**



**Diagrama entrada/salida diaria**



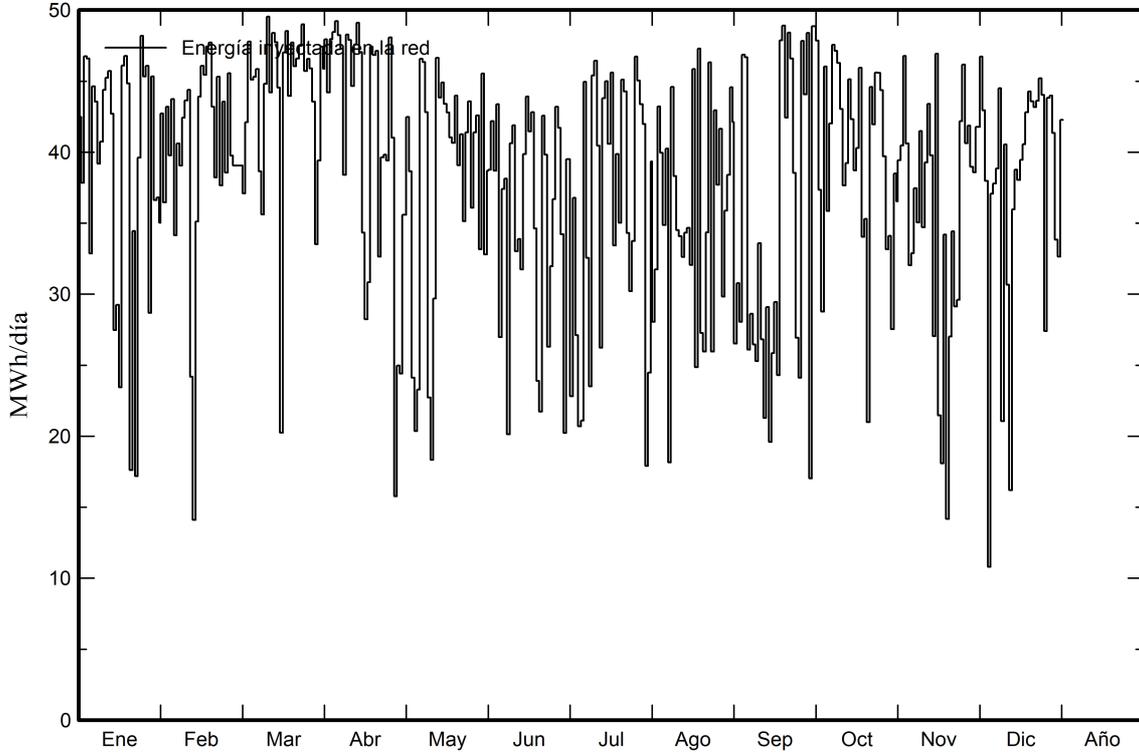


PVsyst V7.3.4

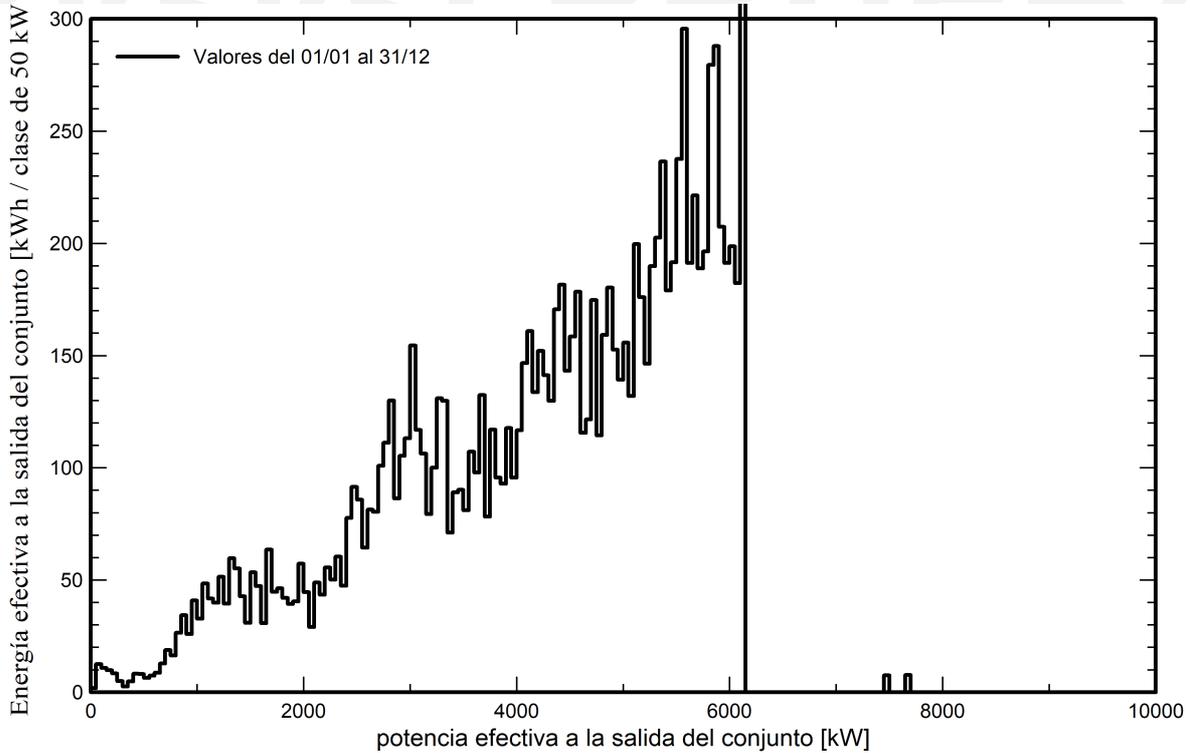
VCO, Fecha de simulación:  
14/05/23 13:25  
con v7.3.4

Gráficos predefinidos

Energía diaria a la salida del sistema



Distribución de la potencia del conjunto



# PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

---

Proyecto: Planta solar fotovoltaica GUAM

Variante: Inv. central + Est. fija + Bifacial

Cobertizos en el suelo

Potencia del sistema: 7608 kWp

Leyan - Guam



# Proyecto: Planta solar fotovoltaica GUAM

Variante: Inv. central + Est. fija + Bifacial

## PVsyst V7.3.4

VC1, Fecha de simulación:  
14/05/23 13:44  
con v7.3.4

### Resumen del proyecto

Sitio geográfico	Situación	Configuración del proyecto
Leyan	Latitud 13.46 °N	Albedo 0.20
Guam	Longitud 144.83 °E	
	Altitud 93 m	
	Zona horaria UTC+10	

**Datos meteo**  
Leyan  
Meteonorm 8.1 (2016-2021), Sat=100% - Sintético

### Resumen del sistema

Sistema conectado a la red	Cobertizos en el suelo	Necesidades del usuario
<b>Orientación campo FV</b> Plano fijo Inclinación/Azimut 16 / 0 °	<b>Sombreados cercanos</b> Sombreados lineales	Carga ilimitada (red)

**Información del sistema**

Generador FV	Inversores
Núm. de módulos 11704 unidades	Núm. de unidades 2 unidades
Pnom total 7608 kWp	Pnom total 6000 kWca
	Límite de potencia de red 6000 kWca
	Proporción de red lim. Pnom 1.268

### Resumen de resultados

Energía producida 14720970 kWh/año	Producción específica 1935 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR 90.63 %
------------------------------------	--	-----------------------------

### Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del generador FV, Pérdidas del sistema.	3
Definición del sombreado cercano - Diagrama de iso-sombreados	5
Resultados principales	6
Diagrama de pérdida	7
Gráficos predefinidos	8
Evaluación P50 - P90	9



# Proyecto: Planta solar fotovoltaica GUAM

Variante: Inv. central + Est. fija + Bifacial

## PVsyst V7.3.4

VC1, Fecha de simulación:  
14/05/23 13:44  
con v7.3.4

### Parámetros generales

#### Sistema conectado a la red

#### Orientación campo FV

Orientación  
Plano fijo  
Inclinación/Azimut 16 / 0 °

#### Cobertizos en el suelo

#### Configuración de cobertizos

Núm. de cobertizos 134 unidades  
**Tamaños**  
Espaciado entre cobertizos 6.50 m  
Ancho de colector 2.63 m  
Proporc. cob. suelo (GCR) 40.4 %

#### Ángulo límite de sombreado

Ángulo límite de perfil 10.3 °

#### Modelos usados

Transposición Perez  
Difuso Perez, Meteonorm  
Circunsolar separado

#### Horizonte

Horizonte libre

#### Sombreados cercanos

Sombreados lineales

#### Necesidades del usuario

Carga ilimitada (red)

#### Sistema bifacial

Modelo Cálculo 2D  
cobertizos ilimitados

#### Geometría del modelo bifacial

Espaciado entre cobertizos 6.50 m  
Ancho cobertizos 2.67 m  
Ángulo límite de perfil 10.3 °  
GCR 41.0 %  
Altura sobre el suelo 1.50 m

#### Definiciones del modelo bifacial

Albedo de tierra 0.25  
Factor de bifacialidad 70 %  
Fact. sombreado trasero 0.0 %  
Fact. desajuste trasero 10.0 %  
Fracción transparente de cobertizo 0.0 %

#### Limitación de potencia de red

Potencia activa 6000 kWca  
Proporción Pnom 1.268

### Características del generador FV

#### Módulo FV

Fabricante Generic  
Modelo CS7N-650MB-AG 1500V  
(Base de datos PVsyst original)

Unidad Nom. Potencia 650 Wp  
Número de módulos FV 11704 unidades  
Nominal (STC) 7608 kWp  
Conjunto de optimizadores 266 Cadenas x 1 En series

#### En cond. de funcionam. (50°C)

Pmpp 6986 kWp  
U mpp 1492 V  
I mpp 4681 A

#### Optimizador de cadena AMPT

Modelo V1250-32-24  
Unidad Nom. Potencia 29900 W  
Módulos de entrada 2 \* 22 en series

#### Potencia FV total

Nominal (STC) 7608 kWp  
Total 11704 módulos  
Área del módulo 36357 m<sup>2</sup>

#### Inversor

Fabricante Generic  
Modelo Sunny Central 3000-EV  
(Base de datos PVsyst original)

Unidad Nom. Potencia 3000 kWca  
Número de inversores 2 unidades  
Potencia total 6000 kWca  
Voltaje de funcionamiento 956-1425 V  
Proporción Pnom (CC:CA) 1.27

#### Potencia total del inversor

Potencia total 6000 kWca  
Número de inversores 2 unidades  
Proporción Pnom 1.27



# Proyecto: Planta solar fotovoltaica GUAM

Variante: Inv. central + Est. fija + Bifacial

## PVsyst V7.3.4

VC1, Fecha de simulación:  
14/05/23 13:44  
con v7.3.4

### Pérdidas del conjunto

#### Pérdidas de suciedad del conjunto

Frac. de pérdida 2.0 %

#### Factor de pérdida térmica

Temperatura módulo según irradiancia

Uc (const) 29.0 W/m<sup>2</sup>K

Uv (viento) 0.0 W/m<sup>2</sup>K/m/s

#### Pérdidas de cableado CC

Res. conjunto global 4.1 mΩ

Frac. de pérdida 2.0 % en STC

#### Pérdida diodos serie

Caída de tensión 0.7 V

Frac. de pérdida 0.1 % en STC

#### Pérdida de calidad módulo

Frac. de pérdida -0.4 %

#### Pérdidas de desajuste de módulo

Frac. de pérdida 0.5 % en MPP

#### Factor de pérdida IAM

Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario

10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
0.998	0.998	0.995	0.992	0.986	0.970	0.917	0.763	0.000

#### Corrección espectral

Modelo FirstSolar

Agua precipitable estimada a partir de la humedad relativa

Conjunto de coeficientes	C0	C1	C2	C3	C4	C5
Monocrystalline Si	0,85914	-0,02088	-0,0058853	0,12029	0,026814	-0,001781



# Proyecto: Planta solar fotovoltaica GUAM

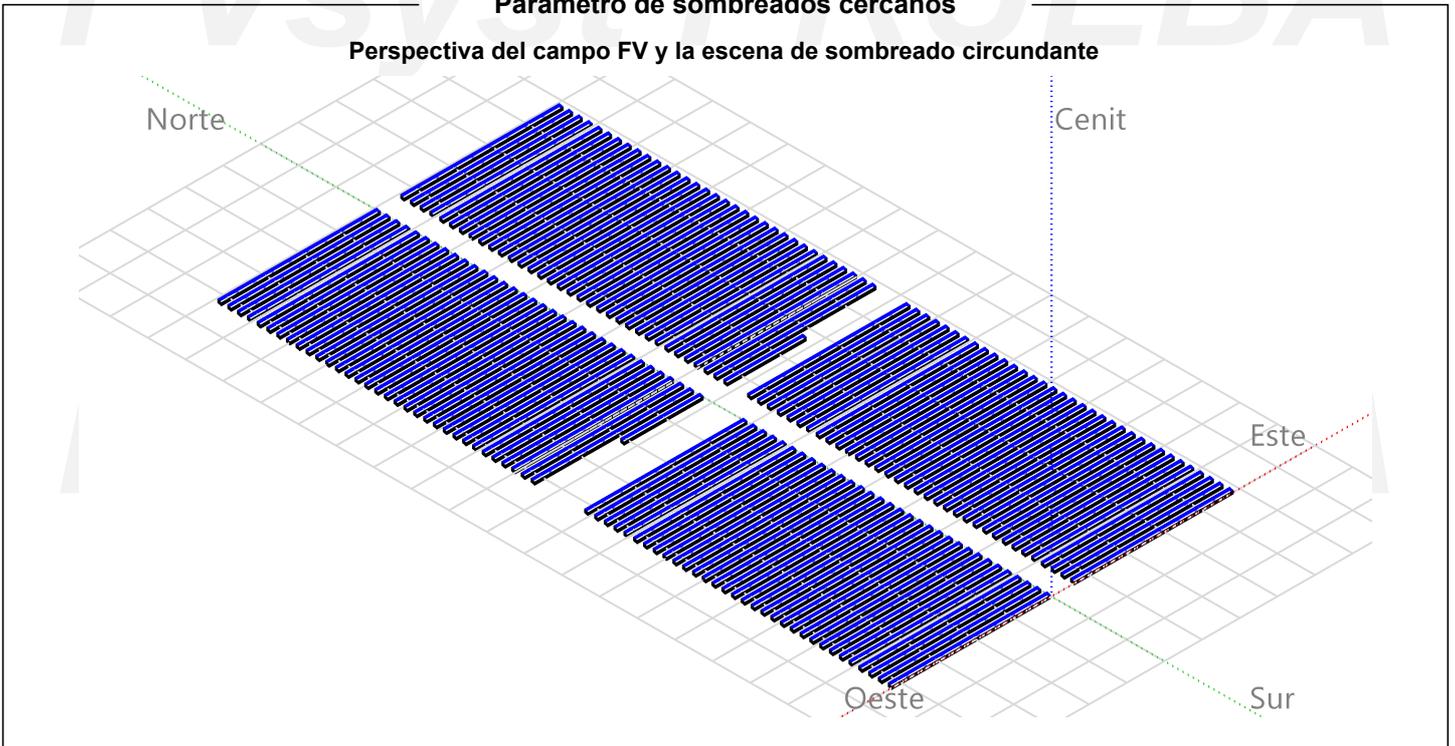
Variante: Inv. central + Est. fija + Bifacial

## PVsyst V7.3.4

VC1, Fecha de simulación:  
14/05/23 13:44  
con v7.3.4

### Parámetro de sombreados cercanos

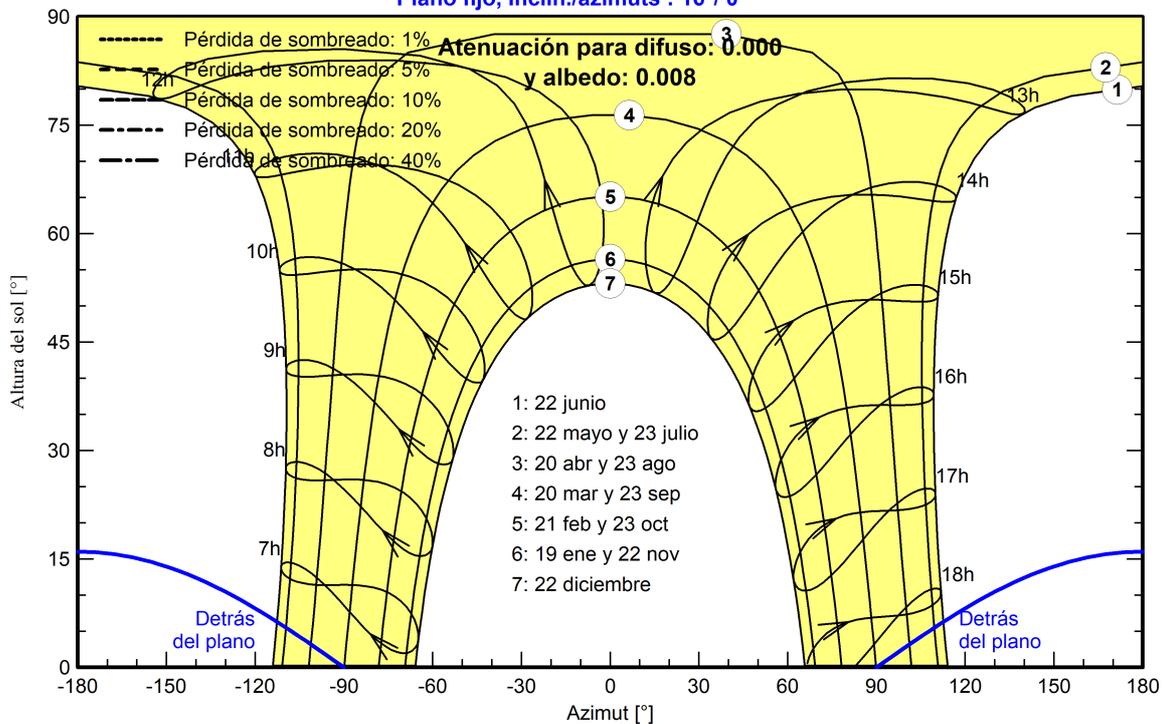
Perspectiva del campo FV y la escena de sombreado circundante



### Diagrama de iso-sombreados

Orientación #1

Plano fijo, Inclín./azimuts : 16°/ 0°





# Proyecto: Planta solar fotovoltaica GUAM

Variante: Inv. central + Est. fija + Bifacial

## PVsyst V7.3.4

VC1, Fecha de simulación:  
14/05/23 13:44  
con v7.3.4

### Resultados principales

#### Producción del sistema

Energía producida 14720970 kWh/año

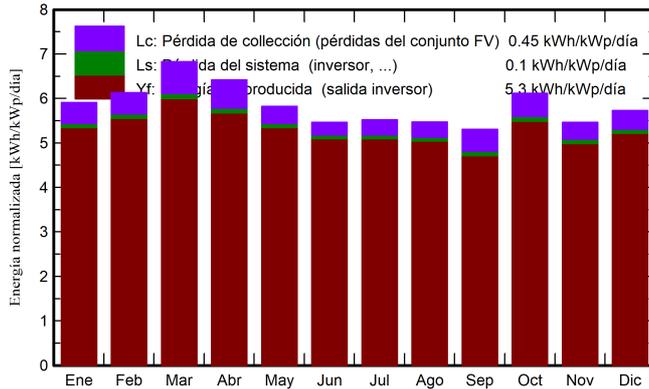
Producción específica

1935 kWh/kWp/año

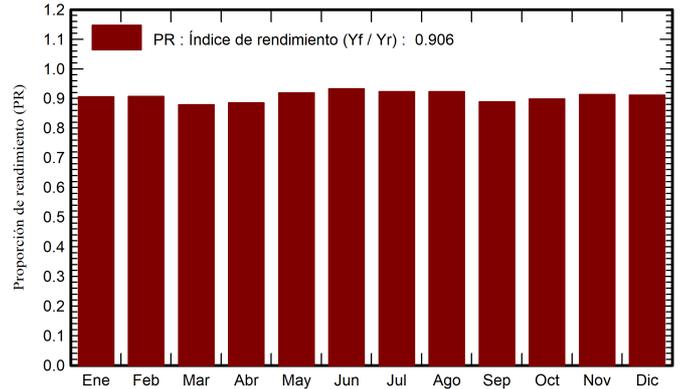
Proporción rend. PR

90.63 %

#### Producciones normalizadas (por kWp instalado)



#### Proporción de rendimiento (PR)



### Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_Grid kWh	PR proporción
Enero	156.9	54.41	26.30	183.2	176.6	1283566	1261901	0.906
Febrero	155.4	63.34	26.23	171.7	165.6	1204750	1184514	0.907
Marzo	203.1	66.51	27.21	211.8	204.4	1442720	1415944	0.879
Abril	196.5	66.67	27.58	192.6	185.6	1321504	1296858	0.885
Mayo	194.8	79.15	28.63	180.6	173.3	1283551	1261869	0.918
Junio	179.9	80.68	28.33	163.9	157.1	1183591	1163512	0.933
Julio	185.7	76.52	27.92	171.3	164.4	1223055	1202360	0.923
Agosto	176.3	89.80	27.31	169.6	163.1	1211057	1190665	0.923
Septiembre	157.3	72.33	27.06	159.1	153.2	1099696	1076474	0.889
Octubre	176.1	72.57	27.72	189.7	183.0	1320528	1295718	0.898
Noviembre	145.3	65.24	27.95	163.9	158.2	1161685	1139283	0.914
Diciembre	151.0	53.27	27.82	177.7	171.6	1253045	1231871	0.911
Año	2078.3	840.50	27.51	2135.0	2056.1	14988747	14720970	0.906

#### Leyendas

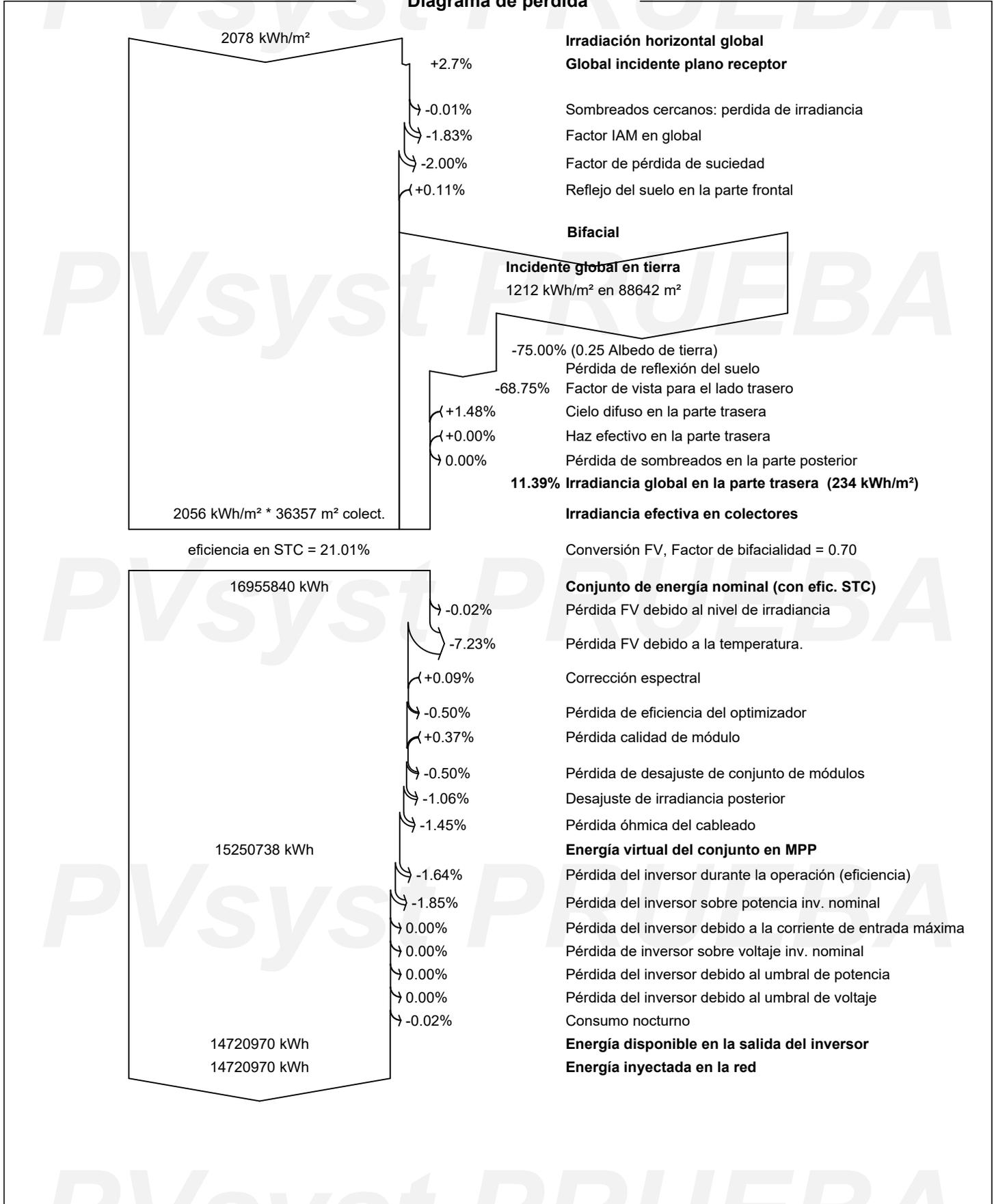
GlobHor	Irradiación horizontal global	EArray	Energía efectiva a la salida del conjunto
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	E_Grid	Energía inyectada en la red
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Proporción de rendimiento
GlobInc	Global incidente plano receptor		
GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados		



PVsyst V7.3.4

VC1, Fecha de simulación:  
14/05/23 13:44  
con v7.3.4

Diagrama de pérdida



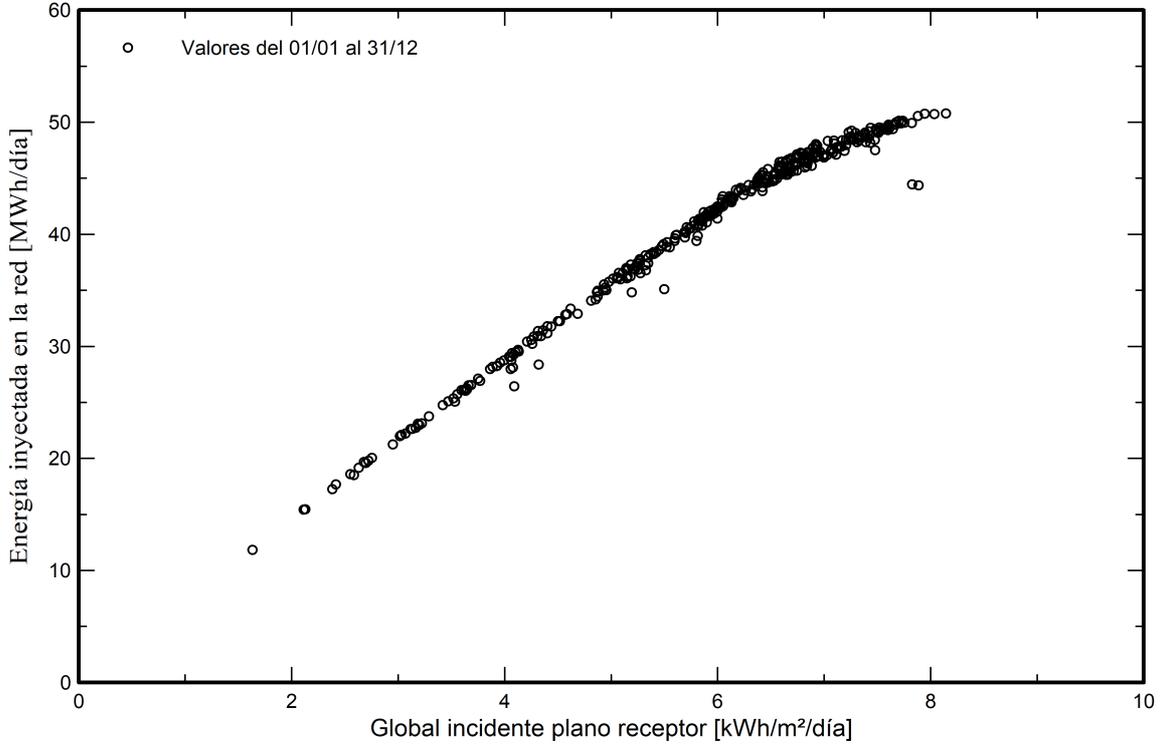


**PVsyst V7.3.4**

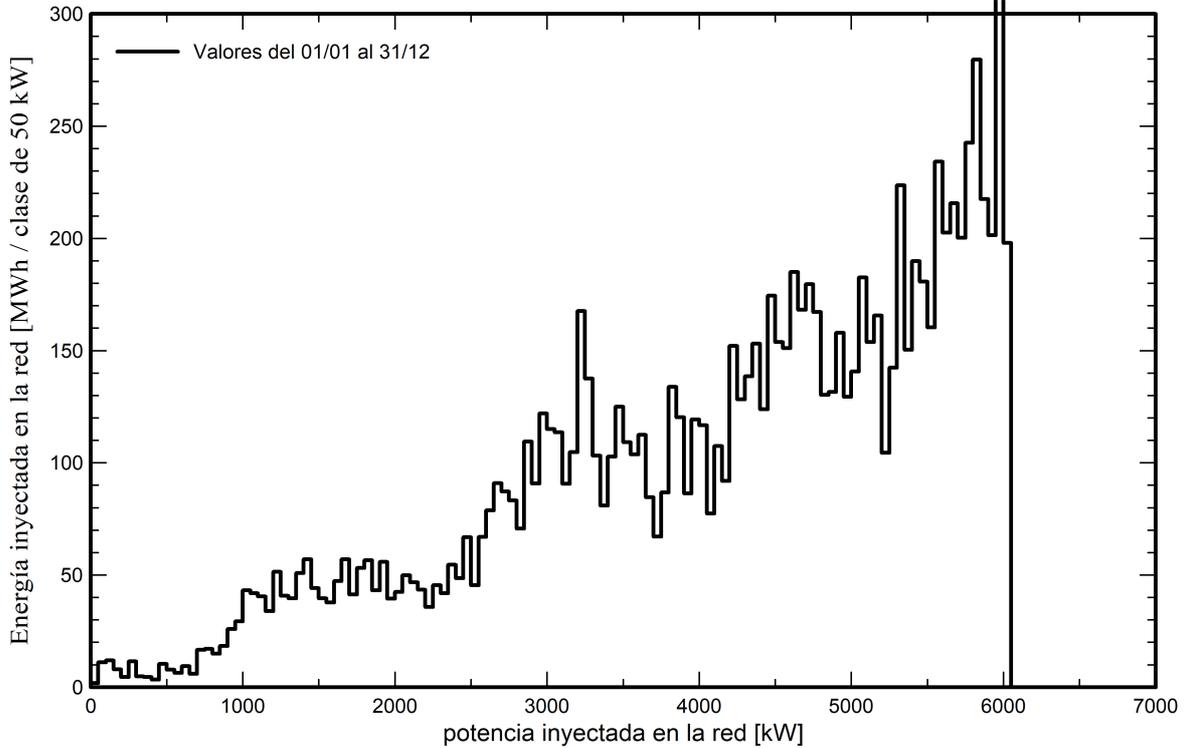
VC1, Fecha de simulación:  
14/05/23 13:44  
con v7.3.4

**Gráficos predefinidos**

**Diagrama entrada/salida diaria**



**Distribución de potencia de salida del sistema**



# PVsyst - Informe de simulación

## Sistema conectado a la red

---

Proyecto: Planta solar fotovoltaica GUAM

Variante: Inv. central + 1 eje + Monofacial

Sistema de rastreo, con retroceso

Potencia del sistema: 7608 kWp

Leyan - Guam



# Proyecto: Planta solar fotovoltaica GUAM

Variante: Inv. central + 1 eje + Monofacial

## PVsyst V7.3.4

VC2, Fecha de simulación:  
14/05/23 14:36  
con v7.3.4

### Resumen del proyecto

#### Sitio geográfico

Leyan  
Guam

#### Situación

Latitud 13.46 °N  
Longitud 144.83 °E  
Altitud 93 m  
Zona horaria UTC+10

#### Configuración del proyecto

Albedo 0.20

#### Datos meteo

Leyan  
Meteonorm 8.1 (2016-2021), Sat=100% - Sintético

### Resumen del sistema

#### Sistema conectado a la red

#### Orientación campo FV

Orientación  
Plano de rastreo, eje horizontal N-S  
Azimut del eje 0 °

#### Sistema de rastreo, con retroceso

#### Algoritmo de rastreo

Cálculo astronómico  
Retroceso activado

#### Sombreados cercanos

Sombreados lineales  
Sombreado difuso Automático

#### Información del sistema

##### Generador FV

Núm. de módulos 11704 unidades  
Pnom total 7608 kWp

##### Inversores

Núm. de unidades 2 unidades  
Pnom total 6000 kWca  
Límite de potencia de red 6000 kWca  
Proporción de red lim. Pnom 1.268

#### Necesidades del usuario

Carga ilimitada (red)

### Resumen de resultados

Energía producida 16614943 kWh/año Producción específica 2184 kWh/kWp/año Proporción rend. PR 84.03 %

### Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del generador FV, Pérdidas del sistema.	3
Definición del sombreado cercano - Diagrama de iso-sombreados	5
Resultados principales	6
Diagrama de pérdida	7
Gráficos predefinidos	8
Evaluación P50 - P90	9



# Proyecto: Planta solar fotovoltaica GUAM

Variante: Inv. central + 1 eje + Monofacial

## PVsyst V7.3.4

VC2, Fecha de simulación:  
14/05/23 14:36  
con v7.3.4

### Parámetros generales

#### Sistema conectado a la red

#### Orientación campo FV

Orientación  
Plano de rastreo, eje horizontal N-S  
Azimut del eje 0 °

#### Sistema de rastreo, con retroceso

Algoritmo de rastreo  
Cálculo astronómico  
Retroceso activado

#### Conjunto de retroceso

Núm. de rastreadores 134 unidades

#### Tamaños

Espaciado de rastreador 6.50 m  
Ancho de colector 2.63 m  
Proporc. cob. suelo (GCR) 40.4 %  
Phi mín/máx. -/+ 55.0 °

#### Estrategia de retroceso

Límites de phi para BT -/+ 66.0 °  
Paso de retroceso 6.50 m  
Ancho de retroceso 2.63 m

#### Modelos usados

Transposición Perez  
Difuso Perez, Meteonorm  
Circunsolar separado

#### Horizonte

Horizonte libre

#### Sombreados cercanos

Sombreados lineales  
Sombreado difuso Automático

#### Necesidades del usuario

Carga ilimitada (red)

#### Limitación de potencia de red

Potencia activa 6000 kWca  
Proporción Pnom 1.268

### Características del generador FV

#### Módulo FV

Fabricante Generic  
Modelo CS7N-650MS 1500V  
(Base de datos PVsyst original)

Unidad Nom. Potencia 650 Wp  
Número de módulos FV 11704 unidades  
Nominal (STC) 7608 kWp  
Conjunto de optimizadores 266 Cadenas x 1 En series

#### En cond. de funcionam. (50°C)

Pmpp 6984 kWp  
U mpp 1494 V  
I mpp 4675 A

#### Optimizador de cadena AMPT

Modelo V1250-32-24  
Unidad Nom. Potencia 29900 W  
Módulos de entrada 2 \* 22 en series

#### Potencia FV total

Nominal (STC) 7608 kWp  
Total 11704 módulos  
Área del módulo 36357 m<sup>2</sup>

#### Inversor

Fabricante Generic  
Modelo Sunny Central 3000-EV  
(Base de datos PVsyst original)

Unidad Nom. Potencia 3000 kWca  
Número de inversores 2 unidades  
Potencia total 6000 kWca  
Voltaje de funcionamiento 956-1425 V  
Proporción Pnom (CC:CA) 1.27

#### Potencia total del inversor

Potencia total 6000 kWca  
Número de inversores 2 unidades  
Proporción Pnom 1.27



**PVsyst V7.3.4**

VC2, Fecha de simulación:  
14/05/23 14:36  
con v7.3.4

**Pérdidas del conjunto**

**Pérdidas de suciedad del conjunto**

Frac. de pérdida 2.0 %

**Factor de pérdida térmica**

Temperatura módulo según irradiancia

Uc (const) 29.0 W/m²K

Uv (viento) 0.0 W/m²K/m/s

**Pérdidas de cableado CC**

Res. conjunto global 4.1 mΩ

Frac. de pérdida 2.0 % en STC

**Pérdida diodos serie**

Caída de tensión 0.7 V

Frac. de pérdida 0.1 % en STC

**Pérdida de calidad módulo**

Frac. de pérdida -0.4 %

**Pérdidas de desajuste de módulo**

Frac. de pérdida 0.5 % en MPP

**Factor de pérdida IAM**

Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario

10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
0.998	0.998	0.995	0.992	0.986	0.970	0.917	0.763	0.000

**Corrección espectral**

Modelo FirstSolar

Agua precipitable estimada a partir de la humedad relativa

Conjunto de coeficientes	C0	C1	C2	C3	C4	C5
Monocrystalline Si	0,85914	-0,02088	-0,0058853	0,12029	0,026814	-0,001781



# Proyecto: Planta solar fotovoltaica GUAM

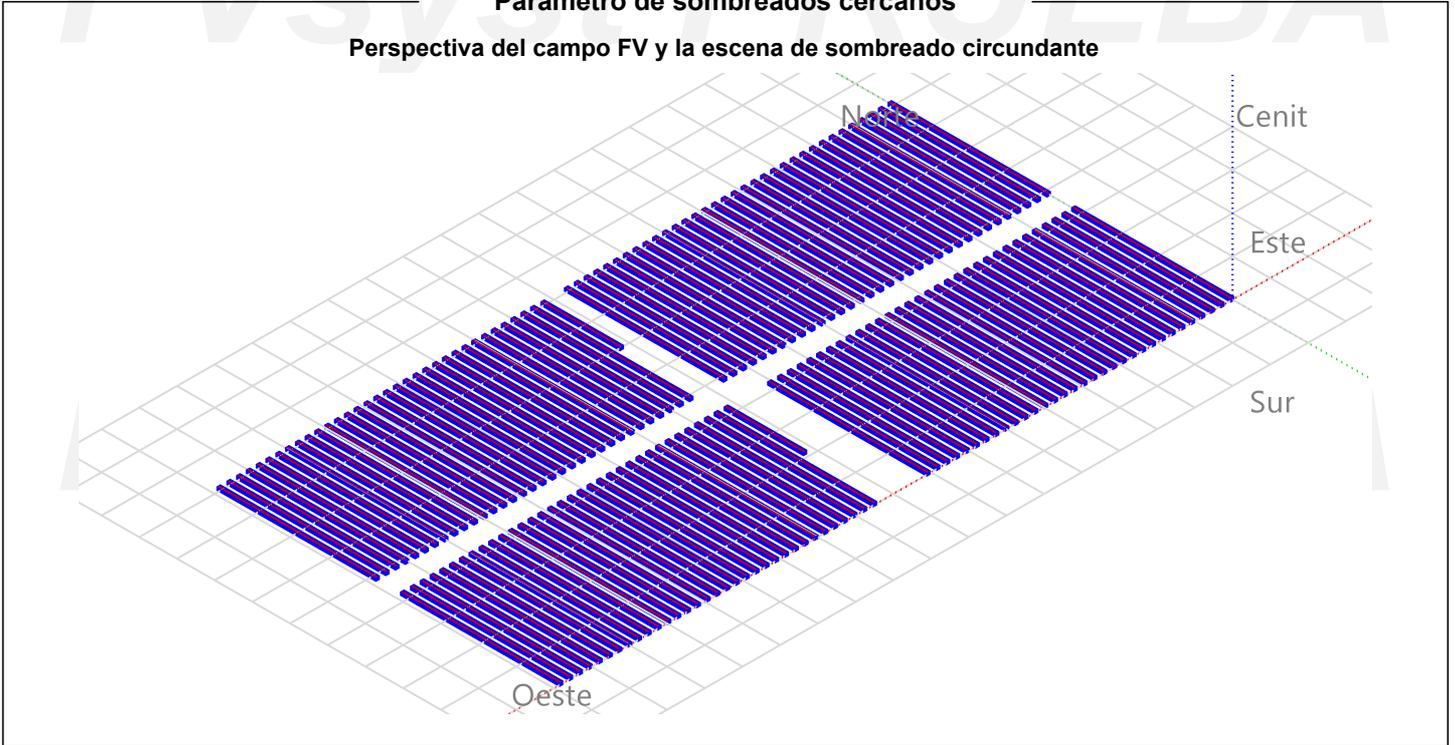
Variante: Inv. central + 1 eje + Monofacial

## PVsyst V7.3.4

VC2, Fecha de simulación:  
14/05/23 14:36  
con v7.3.4

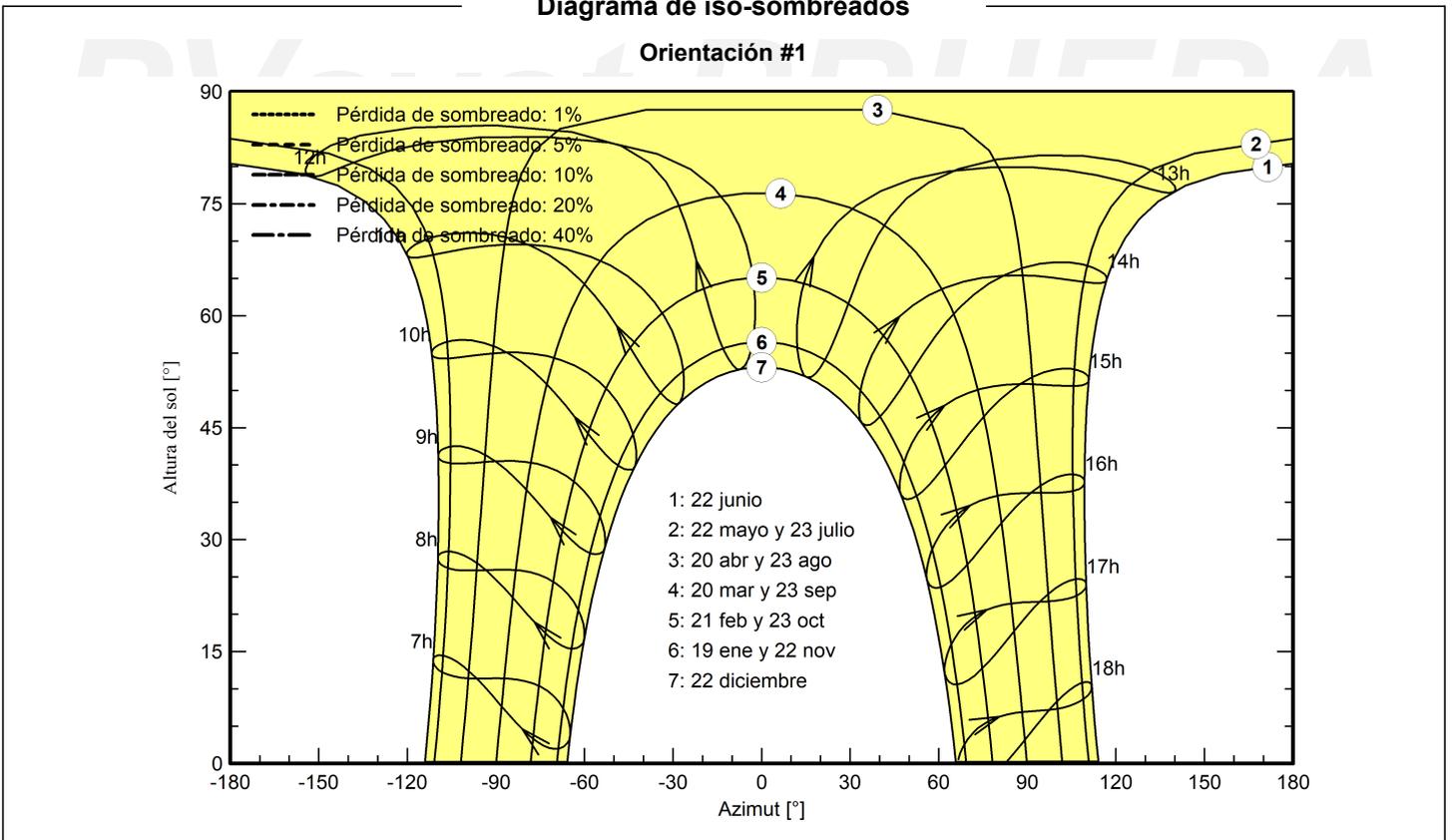
### Parámetro de sombreados cercanos

Perspectiva del campo FV y la escena de sombreado circundante



### Diagrama de iso-sombreados

Orientación #1





# Proyecto: Planta solar fotovoltaica GUAM

Variante: Inv. central + 1 eje + Monofacial

## PVsyst V7.3.4

VC2, Fecha de simulación:  
14/05/23 14:36  
con v7.3.4

### Resultados principales

#### Producción del sistema

Energía producida 16614943 kWh/año

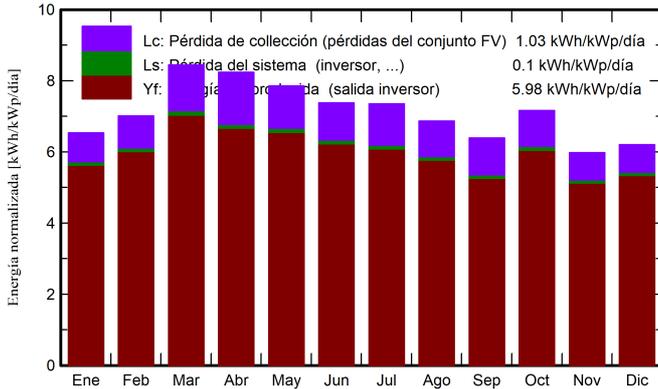
Producción específica

2184 kWh/kWp/año

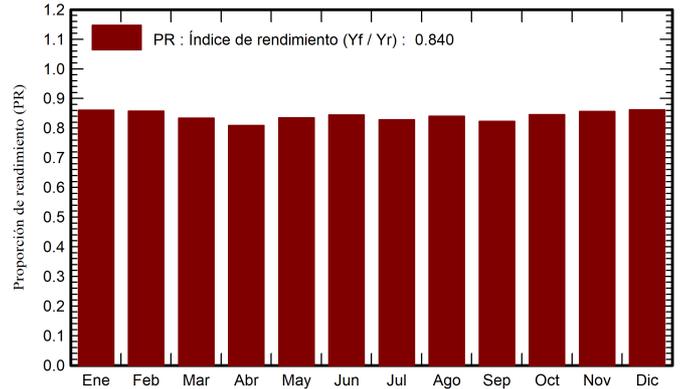
Proporción rend. PR

84.03 %

#### Producciones normalizadas (por kWp instalado)



#### Proporción de rendimiento (PR)



### Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh	kWh	proporción
<b>Enero</b>	156.9	54.41	26.30	202.6	192.9	1350336	1327526	0.861
<b>Febrero</b>	155.4	63.34	26.23	196.4	187.3	1302443	1280570	0.857
<b>Marzo</b>	203.1	66.51	27.21	261.9	251.1	1688852	1660490	0.833
<b>Abril</b>	196.5	66.67	27.58	247.2	236.8	1547749	1521615	0.809
<b>Mayo</b>	194.8	79.15	28.63	243.5	232.6	1572810	1546300	0.835
<b>Junio</b>	179.9	80.68	28.33	221.3	211.0	1446051	1421564	0.845
<b>Julio</b>	185.7	76.52	27.92	227.8	217.6	1460938	1436083	0.829
<b>Agosto</b>	176.3	89.80	27.31	213.0	202.8	1385605	1362216	0.841
<b>Septiembre</b>	157.3	72.33	27.06	191.6	182.4	1224136	1200393	0.823
<b>Octubre</b>	176.1	72.57	27.72	222.1	212.1	1452567	1427977	0.845
<b>Noviembre</b>	145.3	65.24	27.95	179.5	170.7	1190140	1170020	0.857
<b>Diciembre</b>	151.0	53.27	27.82	192.2	183.0	1281837	1260189	0.862
<b>Año</b>	2078.3	840.50	27.51	2599.1	2480.1	16903466	16614943	0.840

#### Leyendas

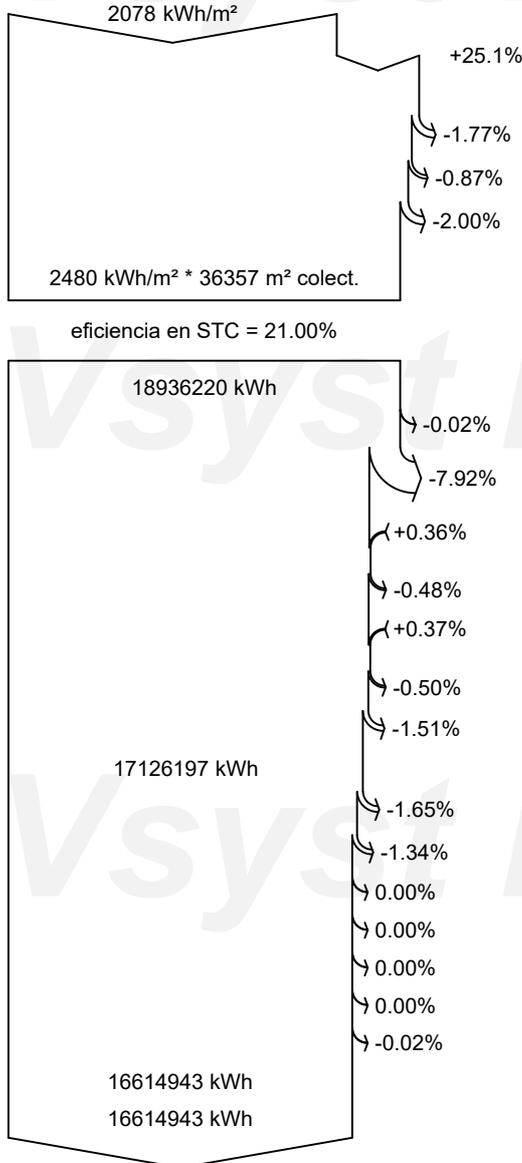
GlobHor	Irradiación horizontal global	EArray	Energía efectiva a la salida del conjunto
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	E_Grid	Energía inyectada en la red
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Proporción de rendimiento
GlobInc	Global incidente plano receptor		
GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados		



PVsyst V7.3.4

VC2, Fecha de simulación:  
14/05/23 14:36  
con v7.3.4

Diagrama de pérdida



Irradiación horizontal global

Global incidente plano receptor

Sombreados cercanos: pérdida de irradiancia

Factor IAM en global

Factor de pérdida de suciedad

Irradiancia efectiva en colectores

Conversion FV

Conjunto de energía nominal (con efic. STC)

Pérdida FV debido al nivel de irradiancia

Pérdida FV debido a la temperatura.

Corrección espectral

Pérdida de eficiencia del optimizador

Pérdida calidad de módulo

Pérdida de desajuste de conjunto de módulos

Pérdida óhmica del cableado

Energía virtual del conjunto en MPP

Pérdida del inversor durante la operación (eficiencia)

Pérdida del inversor sobre potencia inv. nominal

Pérdida del inversor debido a la corriente de entrada máxima

Pérdida de inversor sobre voltaje inv. nominal

Pérdida del inversor debido al umbral de potencia

Pérdida del inversor debido al umbral de voltaje

Consumo nocturno

Energía disponible en la salida del inversor

Energía inyectada en la red

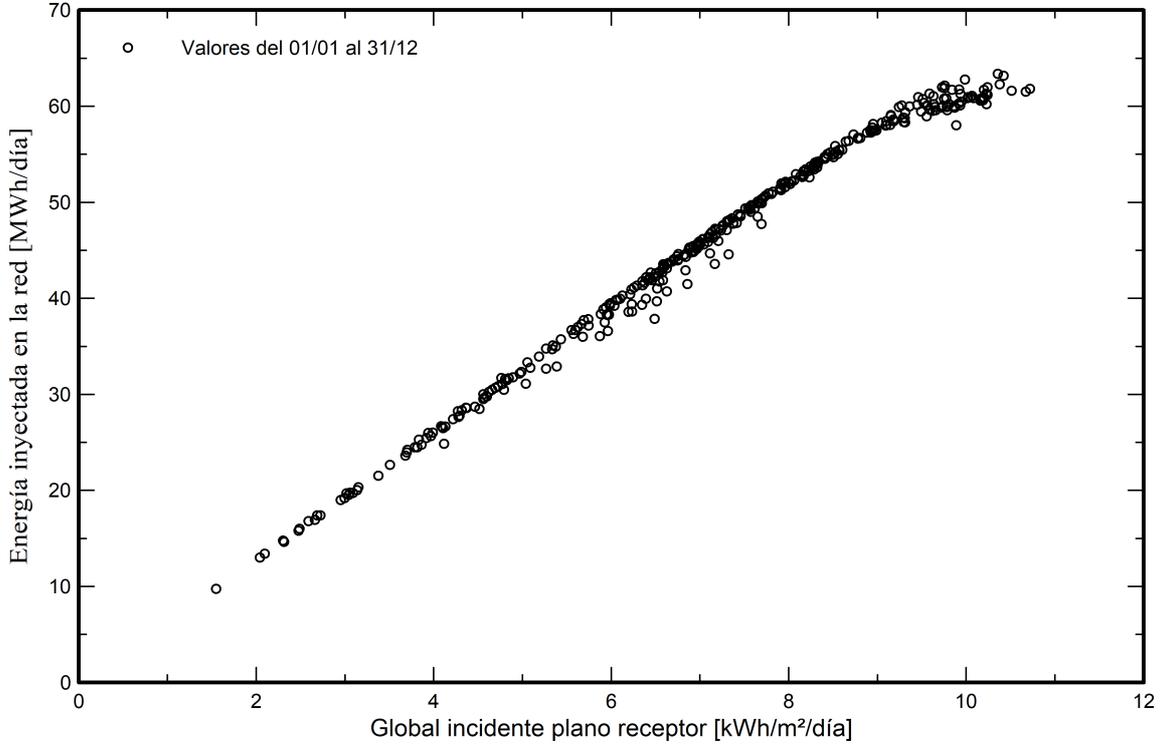


**PVsyst V7.3.4**

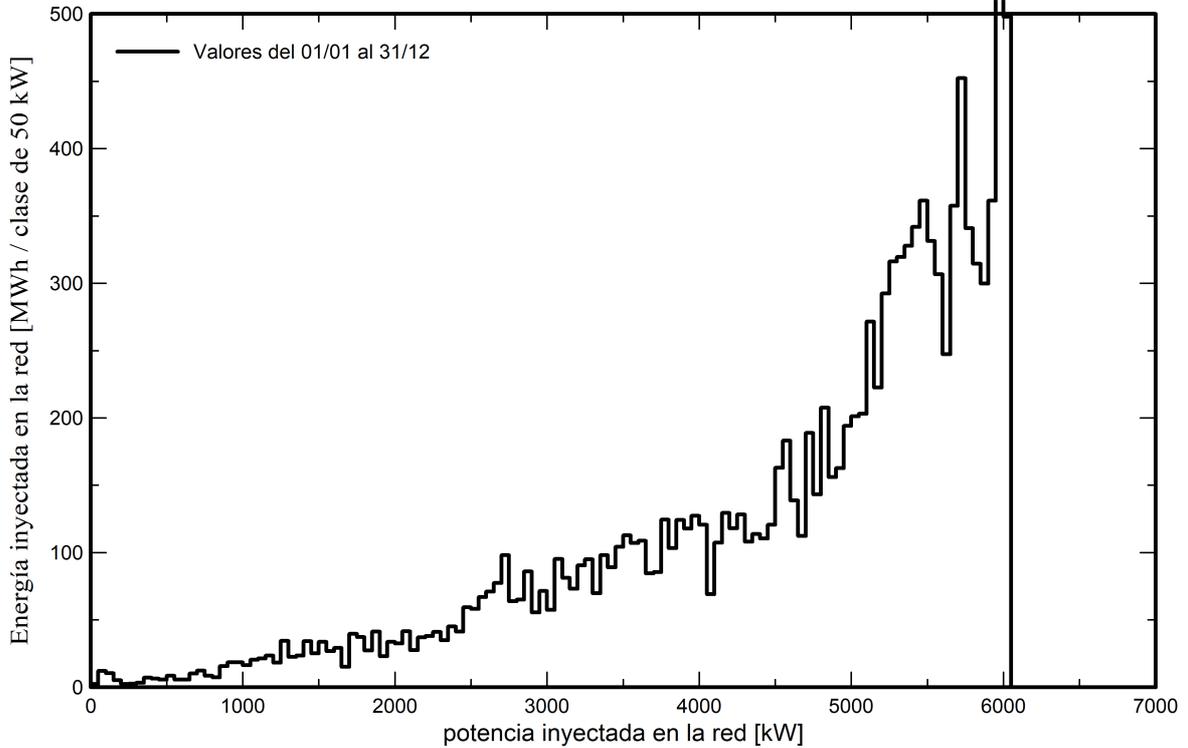
VC2, Fecha de simulación:  
14/05/23 14:36  
con v7.3.4

**Gráficos predefinidos**

**Diagrama entrada/salida diaria**



**Distribución de potencia de salida del sistema**



# PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

---

Proyecto: Planta solar fotovoltaica GUAM

Variante: Inv. central + 1 eje + Bifacial

Sistema de rastreo, con retroceso

Potencia del sistema: 7608 kWp

Leyan - Guam



# Proyecto: Planta solar fotovoltaica GUAM

Variante: Inv. central + 1 eje + Bifacial

## PVsyst V7.3.4

VC3, Fecha de simulación:  
14/05/23 14:47  
con v7.3.4

### Resumen del proyecto

#### Sitio geográfico

Leyan  
Guam

#### Situación

Latitud 13.46 °N  
Longitud 144.83 °E  
Altitud 93 m  
Zona horaria UTC+10

#### Configuración del proyecto

Albedo 0.20

#### Datos meteo

Leyan

Meteonorm 8.1 (2016-2021), Sat=100% - Sintético

### Resumen del sistema

#### Sistema conectado a la red

#### Orientación campo FV

##### Orientación

Plano de rastreo, eje horizontal N-S  
Azimut del eje 0 °

#### Sistema de rastreo, con retroceso

##### Algoritmo de rastreo

Cálculo astronómico  
Retroceso activado

#### Sombreados cercanos

Sombreados lineales  
Sombreado difuso Automático

#### Información del sistema

##### Generador FV

Núm. de módulos  
Pnom total

11704 unidades  
7608 kWp

##### Inversores

Núm. de unidades 2 unidades  
Pnom total 6000 kWca  
Límite de potencia de red 6000 kWca  
Proporción de red lim. Pnom 1.268

#### Necesidades del usuario

Carga ilimitada (red)

### Resumen de resultados

Energía producida 17230522 kWh/año Producción específica 2265 kWh/kWp/año Proporción rend. PR 87.26 %

### Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del generador FV, Pérdidas del sistema.	3
Definición del sombreado cercano - Diagrama de iso-sombreados	5
Resultados principales	6
Diagrama de pérdida	7
Gráficos predefinidos	8



## PVsyst V7.3.4

VC3, Fecha de simulación:  
14/05/23 14:47  
con v7.3.4

## Parámetros generales

## Sistema conectado a la red

## Orientación campo FV

## Orientación

Plano de rastreo, eje horizontal N-S  
Azimut del eje 0 °

## Sistema de rastreo, con retroceso

## Algoritmo de rastreo

Cálculo astronómico  
Retroceso activado

## Conjunto de retroceso

Núm. de rastreadores 134 unidades

## Tamaños

Espaciado de rastreador 6.50 m  
Ancho de colector 2.63 m  
Proporc. cob. suelo (GCR) 40.4 %  
Phi mín/máx. -/+ 50.0 °

## Estrategia de retroceso

Límites de phi para BT -/+ 66.0 °  
Paso de retroceso 6.50 m  
Ancho de retroceso 2.63 m

## Modelos usados

Transposición Perez  
Difuso Perez, Meteonorm  
Circunsolar separado

## Horizonte

Horizonte libre

## Sombreados cercanos

Sombreados lineales  
Sombreado difuso Automático

## Necesidades del usuario

Carga ilimitada (red)

## Sistema bifacial

Modelo Cálculo 2D  
rastreadores ilimitados

## Geometría del modelo bifacial

Espaciado de rastreador 6.50 m  
Ancho de rastreador 2.63 m  
GCR 40.4 %  
Altura del eje sobre el suelo 2.00 m

## Definiciones del modelo bifacial

Albedo de tierra 0.25  
Factor de bifacialidad 70 %  
Fact. sombreado trasero 5.0 %  
Fact. desajuste trasero 10.0 %  
Fracción transparente de cobertizo 0.0 %

## Limitación de potencia de red

Potencia activa 6000 kWca  
Proporción Pnom 1.268

## Características del generador FV

## Módulo FV

Fabricante Generic  
Modelo CS7N-650MB-AG 1500V  
(Base de datos PVsyst original)  
Unidad Nom. Potencia 650 Wp  
Número de módulos FV 11704 unidades  
Nominal (STC) 7608 kWp  
Conjunto de optimizadores 266 Cadenas x 1 En series

## En cond. de funcionam. (50°C)

Pmpp 6986 kWp  
U mpp 1492 V  
I mpp 4681 A

## Optimizador de cadena AMPT

Modelo V1250-32-24  
Unidad Nom. Potencia 29900 W  
Módulos de entrada 2 \* 22 en series

## Inversor

Fabricante Generic  
Modelo Sunny Central 3000-EV  
(Base de datos PVsyst original)  
Unidad Nom. Potencia 3000 kWca  
Número de inversores 2 unidades  
Potencia total 6000 kWca  
Voltaje de funcionamiento 956-1425 V  
Proporción Pnom (CC:CA) 1.27



# Proyecto: Planta solar fotovoltaica GUAM

Variante: Inv. central + 1 eje + Bifacial

## PVsyst V7.3.4

VC3, Fecha de simulación:  
14/05/23 14:47  
con v7.3.4

### Características del generador FV

Potencia FV total		Potencia total del inversor	
Nominal (STC)	7608 kWp	Potencia total	6000 kWca
Total	11704 módulos	Número de inversores	2 unidades
Área del módulo	36357 m <sup>2</sup>	Proporción Pnom	1.27

### Pérdidas del conjunto

Pérdidas de suciedad del conjunto		Factor de pérdida térmica		Pérdidas de cableado CC				
Frac. de pérdida	2.0 %	Temperatura módulo según irradiancia		Res. conjunto global	4.1 mΩ			
		Uc (const)	29.0 W/m <sup>2</sup> K	Frac. de pérdida	2.0 % en STC			
		Uv (viento)	0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s					
Pérdida diodos serie		Pérdida de calidad módulo		Pérdidas de desajuste de módulo				
Caída de tensión	0.7 V	Frac. de pérdida	-0.4 %	Frac. de pérdida	0.5 % en MPP			
Frac. de pérdida	0.1 % en STC							
Factor de pérdida IAM		Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario						
10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
0.998	0.998	0.995	0.992	0.986	0.970	0.917	0.763	0.000
Corrección espectral		Modelo FirstSolar						
Agua precipitable estimada a partir de la humedad relativa								
Conjunto de coeficientes	C0	C1	C2	C3	C4	C5		
Monocrystalline Si	0,85914	-0,02088	-0,0058853	0,12029	0,026814	-0,001781		



# Proyecto: Planta solar fotovoltaica GUAM

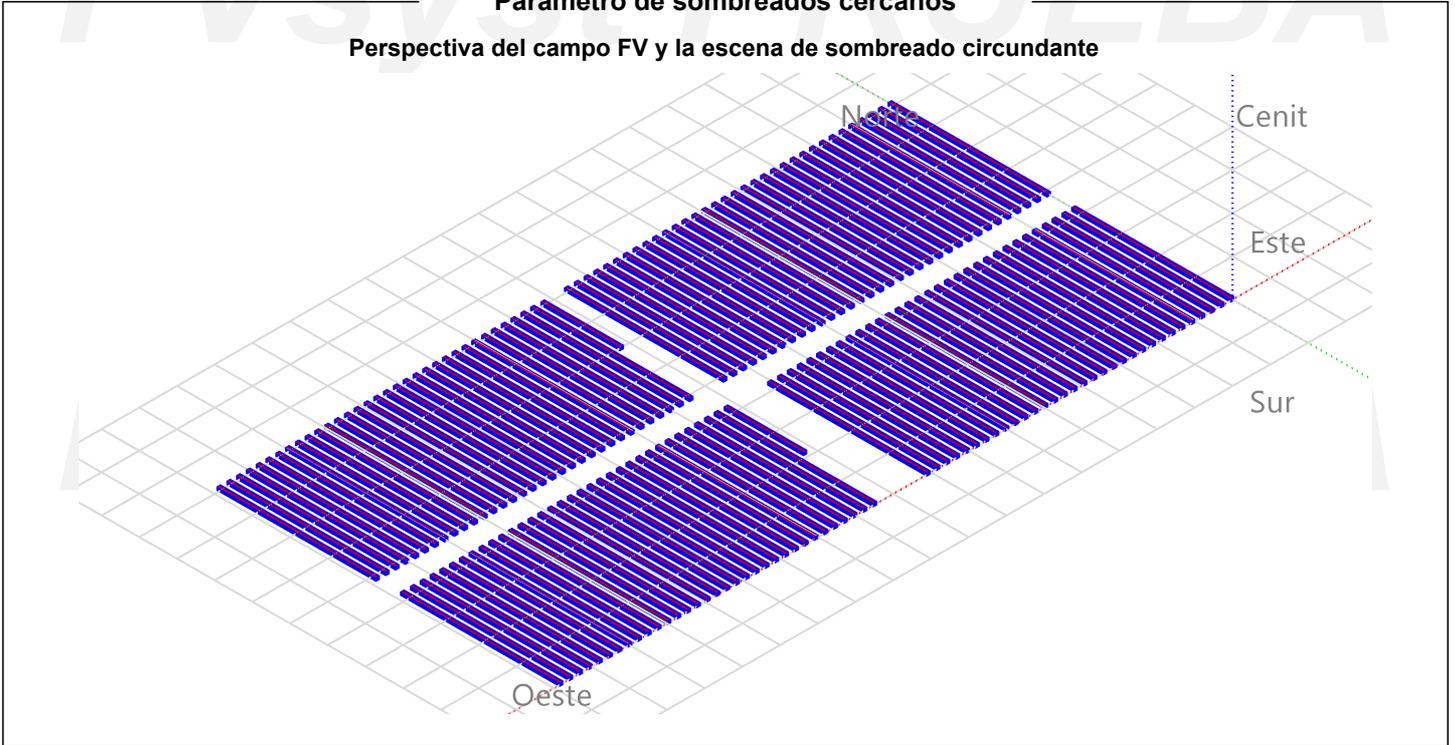
Variante: Inv. central + 1 eje + Bifacial

## PVsyst V7.3.4

VC3, Fecha de simulación:  
14/05/23 14:47  
con v7.3.4

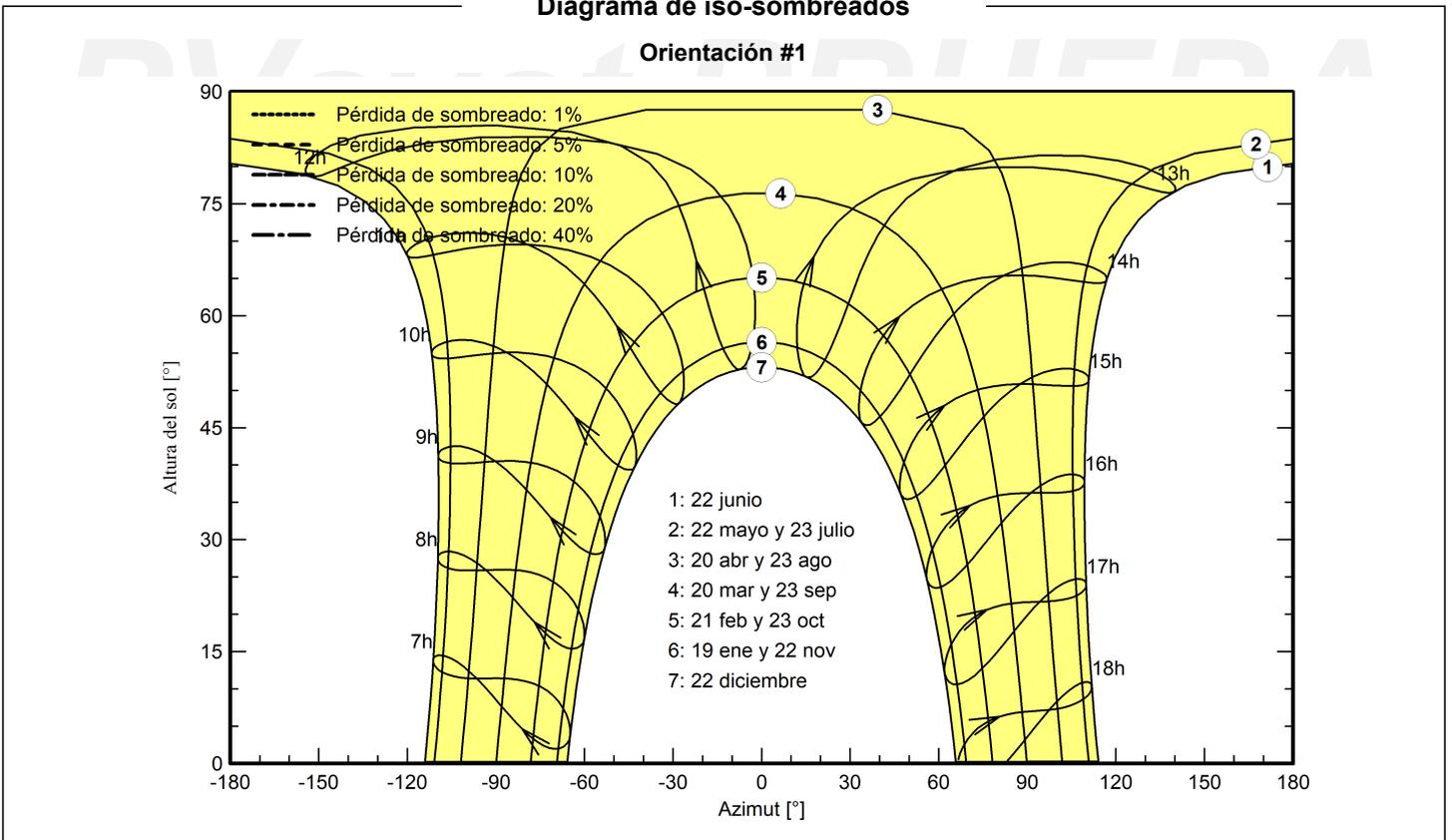
### Parámetro de sombreados cercanos

Perspectiva del campo FV y la escena de sombreado circundante



### Diagrama de iso-sombreados

Orientación #1





# Proyecto: Planta solar fotovoltaica GUAM

Variante: Inv. central + 1 eje + Bifacial

## PVsyst V7.3.4

VC3, Fecha de simulación:  
14/05/23 14:47  
con v7.3.4

### Resultados principales

#### Producción del sistema

Energía producida 17230522 kWh/año

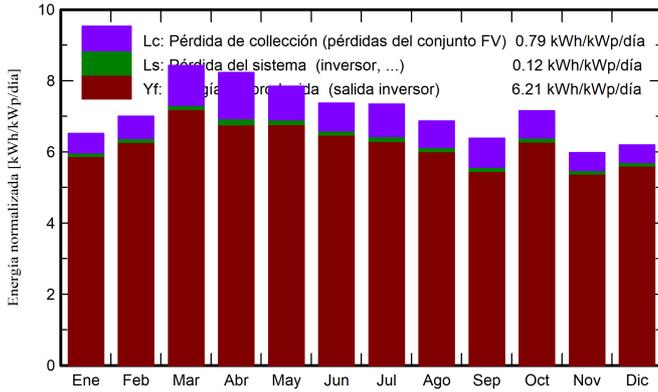
Producción específica

2265 kWh/kWp/año

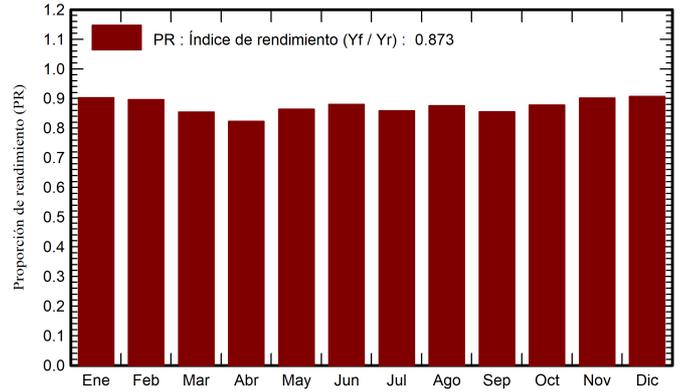
Proporción rend. PR

87.26 %

#### Producciones normalizadas (por kWp instalado)



#### Proporción de rendimiento (PR)



### Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh	kWh	proporción
Enero	156.9	54.41	26.30	202.1	193.1	1410660	1386848	0.902
Febrero	155.4	63.34	26.23	195.9	187.6	1359316	1336497	0.897
Marzo	203.1	66.51	27.21	261.3	251.5	1726135	1697210	0.854
Abril	196.5	66.67	27.58	246.8	237.4	1583171	1545454	0.823
Mayo	194.8	79.15	28.63	243.3	233.3	1629660	1598137	0.864
Junio	179.9	80.68	28.33	221.1	211.8	1505315	1479908	0.880
Julio	185.7	76.52	27.92	227.6	218.3	1518713	1486600	0.858
Agosto	176.3	89.80	27.31	212.8	203.6	1445647	1418562	0.876
Septiembre	157.3	72.33	27.06	191.4	183.0	1273154	1245509	0.855
Octubre	176.1	72.57	27.72	221.9	212.7	1510490	1482028	0.878
Noviembre	145.3	65.24	27.95	179.3	171.3	1251326	1230233	0.902
Diciembre	151.0	53.27	27.82	191.9	183.5	1346261	1323536	0.907
<b>Año</b>	<b>2078.3</b>	<b>840.50</b>	<b>27.51</b>	<b>2595.5</b>	<b>2487.1</b>	<b>17559847</b>	<b>17230522</b>	<b>0.873</b>

#### Leyendas

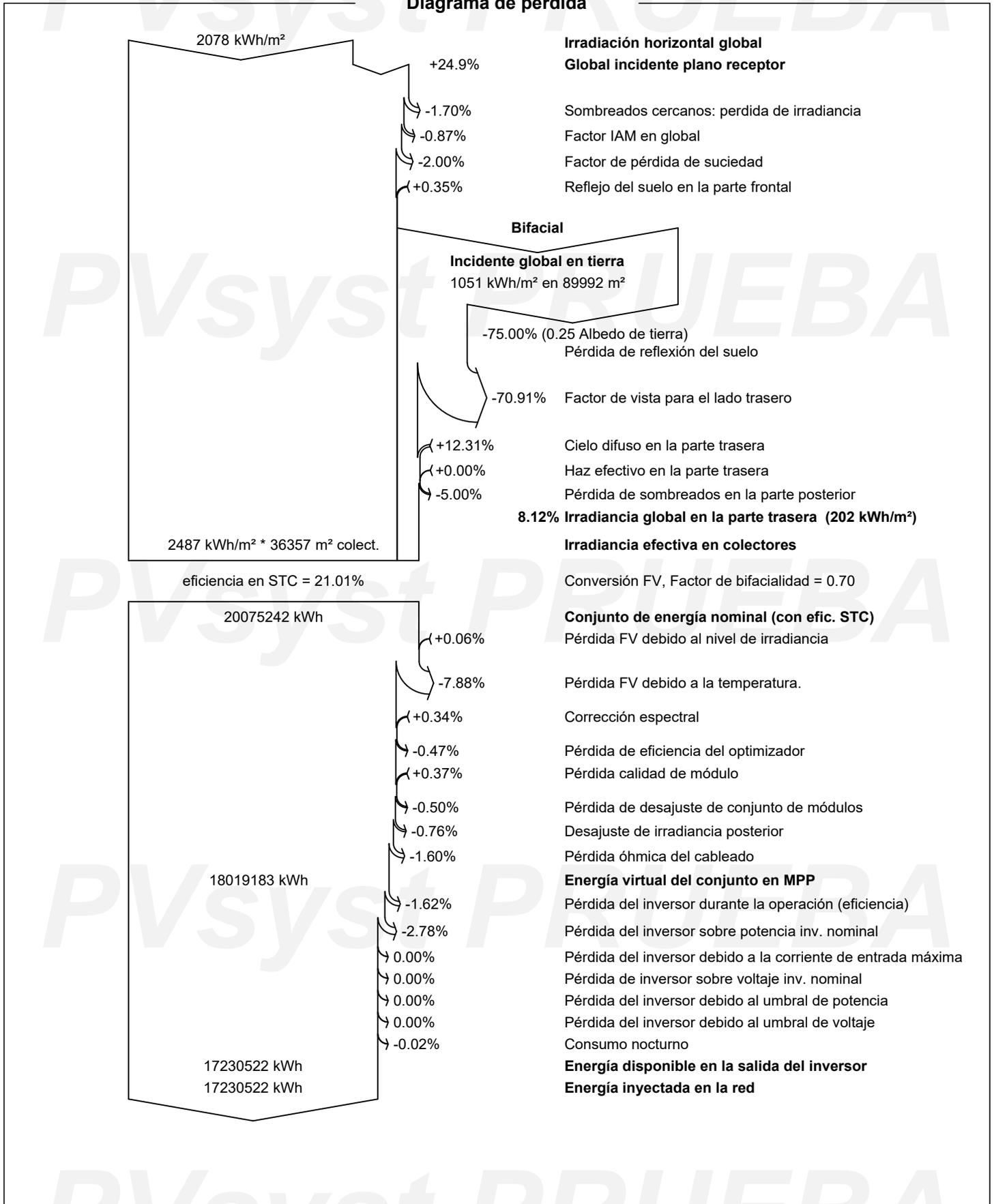
GlobHor	Irradiación horizontal global	EArray	Energía efectiva a la salida del conjunto
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	E_Grid	Energía inyectada en la red
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Proporción de rendimiento
GlobInc	Global incidente plano receptor		
GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados		



PVsyst V7.3.4

VC3, Fecha de simulación:  
14/05/23 14:47  
con v7.3.4

Diagrama de pérdida



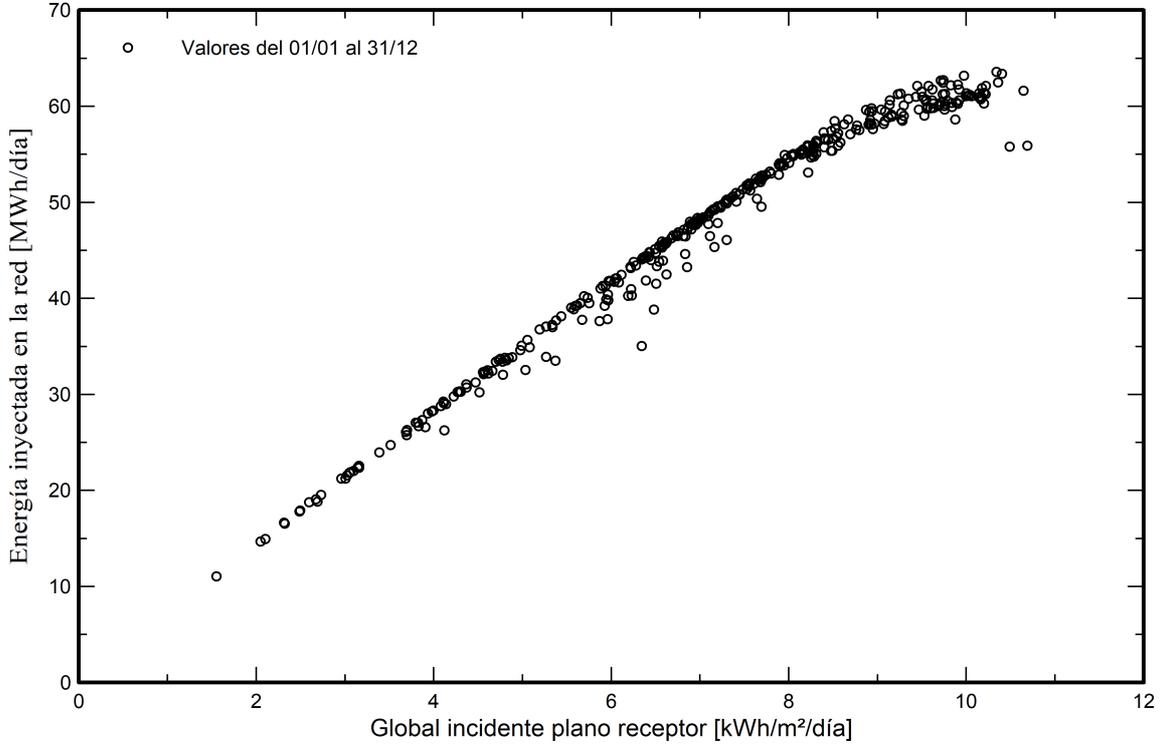


**PVsyst V7.3.4**

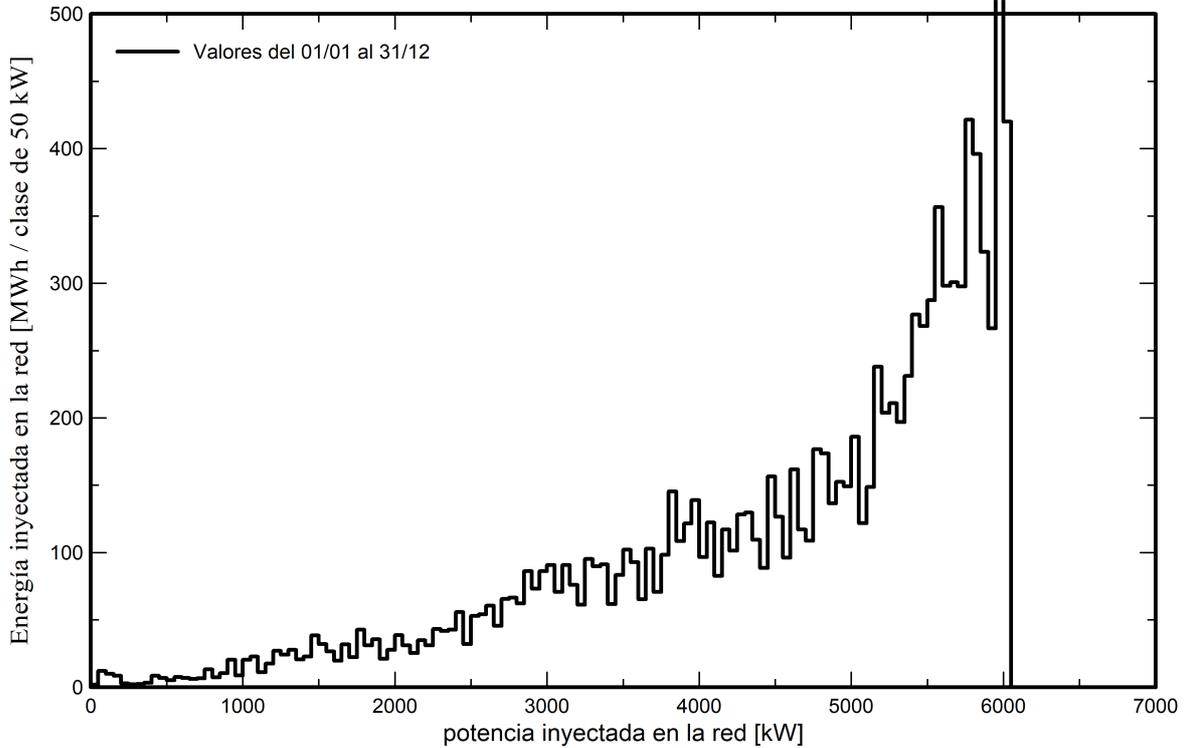
VC3, Fecha de simulación:  
14/05/23 14:47  
con v7.3.4

**Gráficos predefinidos**

**Diagrama entrada/salida diaria**



**Distribución de potencia de salida del sistema**



# PVsyst - Informe de simulación

## Sistema conectado a la red

---

Proyecto: Planta solar fotovoltaica GUAM

Variante: Inv. distribuido + Est. fija + Monofacial

Cobertizos, conjunto único

Potencia del sistema: 140 kWp

Leyan - Guam



# Proyecto: Planta solar fotovoltaica GUAM

Variante: Inv. distribuido + Est. fija + Monofacial

## PVsyst V7.3.4

VC4, Fecha de simulación:  
14/05/23 15:02  
con v7.3.4

### Resumen del proyecto

#### Sitio geográfico

Leyan  
Guam

#### Situación

Latitud 13.46 °N  
Longitud 144.83 °E  
Altitud 93 m  
Zona horaria UTC+10

#### Configuración del proyecto

Albedo 0.20

#### Datos meteo

Leyan  
Meteonorm 8.1 (2016-2021), Sat=100% - Sintético

### Resumen del sistema

#### Sistema conectado a la red

#### Orientación campo FV

Plano fijo  
Inclinación/Azimut 16 / 0 °

#### Cobertizos, conjunto único

#### Sombreados cercanos

Sombreados lineales

#### Necesidades del usuario

Carga ilimitada (red)

#### Información del sistema

##### Generador FV

Núm. de módulos 216 unidades  
Pnom total 140 kWp

##### Inversores

Núm. de unidades 1 unidad  
Pnom total 110 kWca  
Proporción Pnom 1.276

### Resumen de resultados

Energía producida 256184 kWh/año Producción específica 1825 kWh/kWp/año Proporción rend. PR 85.46 %

### Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del generador FV, Pérdidas del sistema.	3
Definición del sombreado cercano - Diagrama de iso-sombreados	5
Resultados principales	6
Diagrama de pérdida	7
Gráficos predefinidos	8



# Proyecto: Planta solar fotovoltaica GUAM

Variante: Inv. distribuido + Est. fija + Monofacial

## PVsyst V7.3.4

VC4, Fecha de simulación:  
14/05/23 15:02  
con v7.3.4

### Parámetros generales

#### Sistema conectado a la red

#### Orientación campo FV

##### Orientación

Plano fijo  
Inclinación/Azimut 16 / 0 °

##### Horizonte

Horizonte libre

#### Cobertizos, conjunto único

##### Configuración de cobertizos

Núm. de cobertizos 9 unidades  
Conjunto único

##### Tamaños

Espaciado entre cobertizos 6.50 m  
Ancho de colector 2.63 m  
Proporc. cob. suelo (GCR) 40.4 %  
Banda inactiva superior 0.02 m  
Banda inactiva inferior 0.02 m

##### Ángulo límite de sombreado

Ángulo límite de perfil 10.4 °

##### Sombreados cercanos

Sombreados lineales

##### Modelos usados

Transposición Perez  
Difuso Perez, Meteororm  
Circunsolar separado

##### Necesidades del usuario

Carga ilimitada (red)

### Características del generador FV

#### Módulo FV

Fabricante Generic  
Modelo CS7N-650MS 1500V  
(Base de datos PVsyst original)

Unidad Nom. Potencia 650 Wp  
Número de módulos FV 216 unidades  
Nominal (STC) 140 kWp  
Módulos 12 Cadenas x 18 En series

##### En cond. de funcionam. (50°C)

Pmpp 129 kWp  
U mpp 611 V  
I mpp 211 A

##### Potencia FV total

Nominal (STC) 140 kWp  
Total 216 módulos  
Área del módulo 671 m<sup>2</sup>

#### Inversor

Fabricante Generic  
Modelo Sunny Tripower STP110-60-Core2  
(Definición de parámetros personalizados)

Unidad Nom. Potencia 110 kWca  
Número de inversores 12 \* MPPT 8% 1 unidad  
Potencia total 110 kWca  
Voltaje de funcionamiento 200-800 V  
Proporción Pnom (CC:CA) 1.28  
No hay reparto de potencia entre MPPTs

##### Potencia total del inversor

Potencia total 110 kWca  
Número de inversores 1 unidad  
Proporción Pnom 1.28

### Pérdidas del conjunto

#### Pérdidas de suciedad del conjunto

Frac. de pérdida 2.0 %

#### Factor de pérdida térmica

Temperatura módulo según irradiancia  
Uc (const) 29.0 W/m<sup>2</sup>K  
Uv (viento) 0.0 W/m<sup>2</sup>K/m/s

#### Pérdidas de cableado CC

Res. conjunto global 64 mΩ  
Frac. de pérdida 2.0 % en STC

#### Pérdida diodos serie

Caída de tensión 0.7 V  
Frac. de pérdida 0.1 % en STC

#### Pérdida de calidad módulo

Frac. de pérdida -0.4 %

#### Pérdidas de desajuste de módulo

Frac. de pérdida 0.5 % en MPP

#### Factor de pérdida IAM

Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario

10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
0.998	0.998	0.995	0.992	0.986	0.970	0.917	0.763	0.000



**PVsyst V7.3.4**

VC4, Fecha de simulación:  
14/05/23 15:02  
con v7.3.4

**Pérdidas del conjunto**

**Corrección espectral**

Modelo FirstSolar

Agua precipitable estimada a partir de la humedad relativa

Conjunto de coeficientes	C0	C1	C2	C3	C4	C5
Monocrystalline Si	0,85914	-0,02088	-0,0058853	0,12029	0,026814	-0,001781



PVsyst V7.3.4

VC4, Fecha de simulación:  
14/05/23 15:02  
con v7.3.4

Parámetro de sombreados cercanos

Perspectiva del campo FV y la escena de sombreado circundante

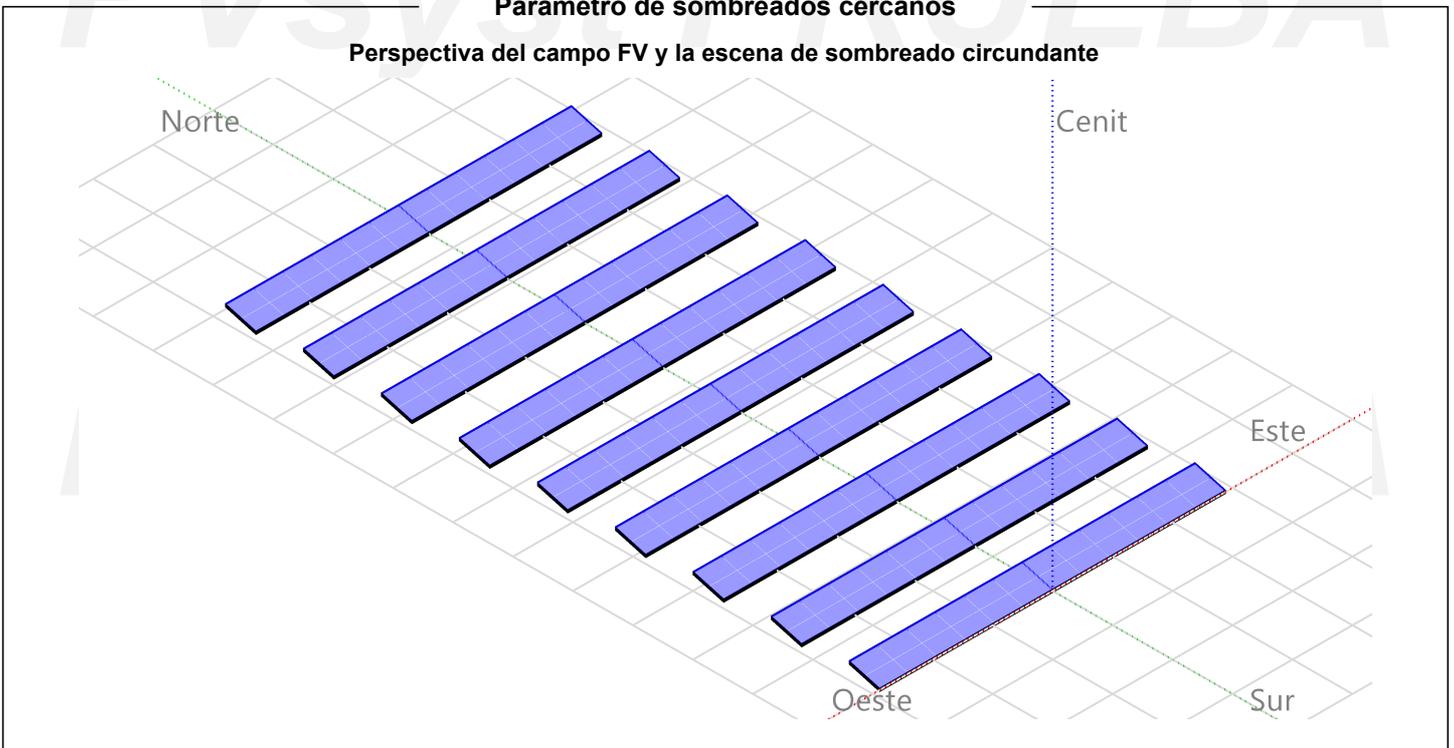
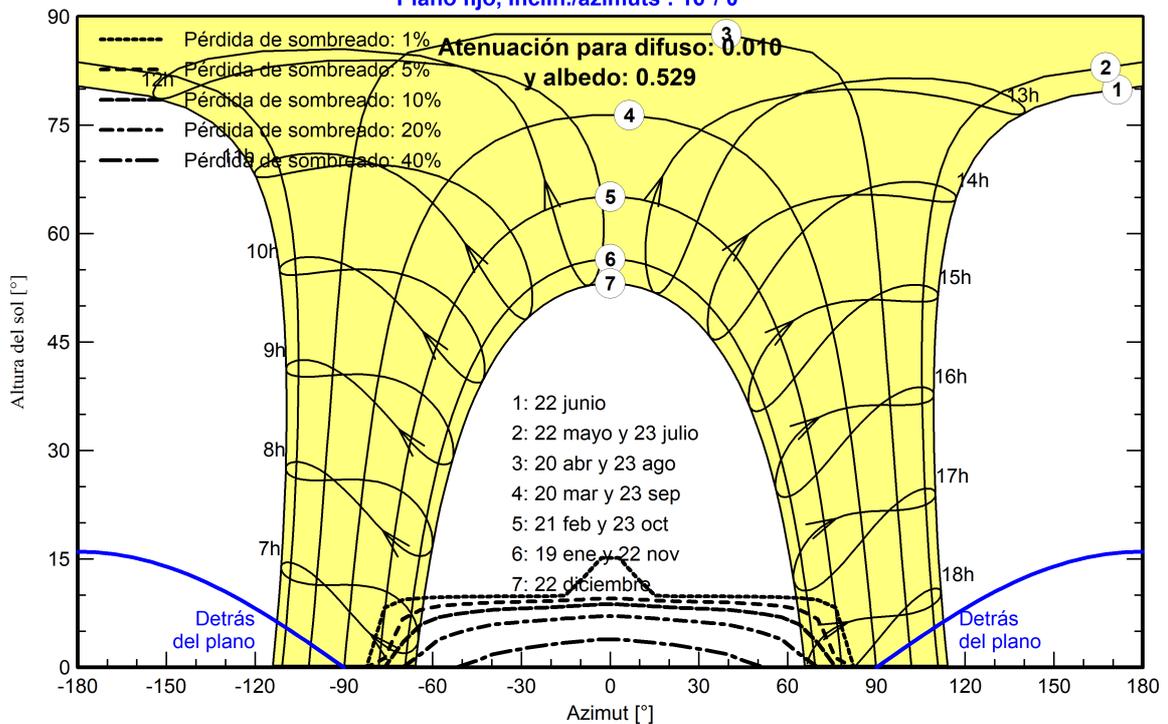


Diagrama de iso-sombreados

Orientación #1

Plano fijo, Inclín./azimuts : 16°/ 0°





# Proyecto: Planta solar fotovoltaica GUAM

Variante: Inv. distribuido + Est. fija + Monofacial

## PVsyst V7.3.4

VC4, Fecha de simulación:  
14/05/23 15:02  
con v7.3.4

### Resultados principales

#### Producción del sistema

Energía producida 256184 kWh/año

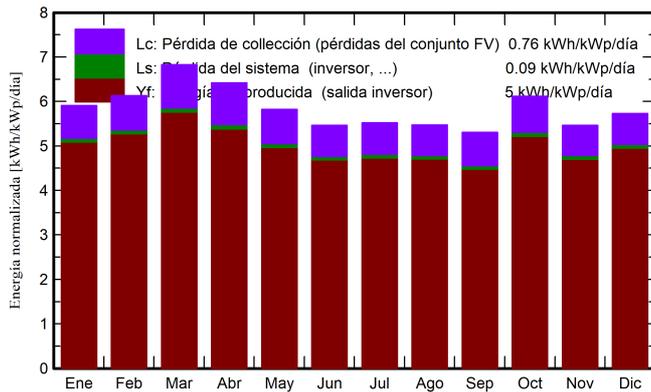
Producción específica

1825 kWh/kWp/año

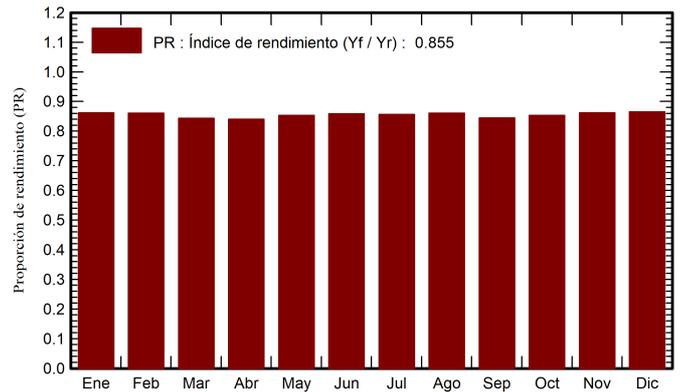
Proporción rend. PR

85.46 %

#### Producciones normalizadas (por kWp instalado)



#### Proporción de rendimiento (PR)



### Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_Grid kWh	PR proporción
Enero	156.9	54.41	26.30	183.2	176.0	22531	22156	0.861
Febrero	155.4	63.34	26.23	171.7	164.9	21093	20747	0.861
Marzo	203.1	66.51	27.21	211.8	203.5	25504	25084	0.844
Abril	196.5	66.67	27.58	192.6	184.7	23096	22701	0.840
Mayo	194.8	79.15	28.63	180.6	172.4	22010	21635	0.853
Junio	179.9	80.68	28.33	163.9	156.2	20102	19754	0.858
Julio	185.7	76.52	27.92	171.3	163.5	20965	20601	0.857
Agosto	176.3	89.80	27.31	169.6	162.2	20859	20501	0.861
Septiembre	157.3	72.33	27.06	159.1	152.4	19215	18878	0.845
Octubre	176.1	72.57	27.72	189.7	182.2	23120	22722	0.853
Noviembre	145.3	65.24	27.95	163.9	157.4	20177	19830	0.862
Diciembre	151.0	53.27	27.82	177.7	170.9	21946	21575	0.865
<b>Año</b>	<b>2078.3</b>	<b>840.50</b>	<b>27.51</b>	<b>2135.0</b>	<b>2046.4</b>	<b>260619</b>	<b>256184</b>	<b>0.855</b>

#### Leyendas

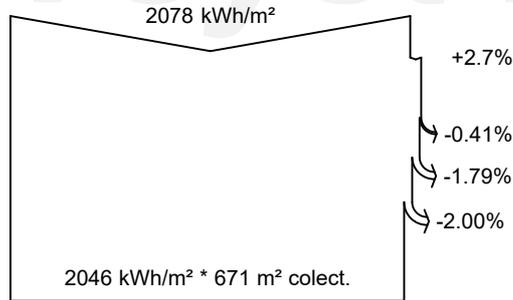
GlobHor	Irradiación horizontal global	EArray	Energía efectiva a la salida del conjunto
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	E_Grid	Energía inyectada en la red
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Proporción de rendimiento
GlobInc	Global incidente plano receptor		
GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados		



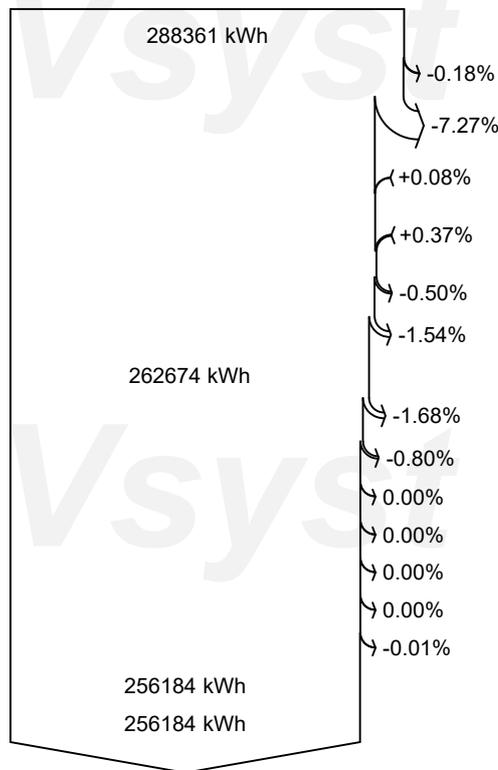
**PVsyst V7.3.4**

VC4, Fecha de simulación:  
14/05/23 15:02  
con v7.3.4

**Diagrama de pérdida**



eficiencia en STC = 21.00%



**Irradiación horizontal global**

**Global incidente plano receptor**

Sombreados cercanos: pérdida de irradiancia

Factor IAM en global

Factor de pérdida de suciedad

**Irradiancia efectiva en colectores**

Conversión FV

**Conjunto de energía nominal (con efic. STC)**

Pérdida FV debido al nivel de irradiancia

Pérdida FV debido a la temperatura.

Corrección espectral

Pérdida calidad de módulo

Pérdida de desajuste de conjunto de módulos

Pérdida óhmica del cableado

**Energía virtual del conjunto en MPP**

Pérdida del inversor durante la operación (eficiencia)

Pérdida del inversor sobre potencia inv. nominal

Pérdida del inversor debido a la corriente de entrada máxima

Pérdida de inversor sobre voltaje inv. nominal

Pérdida del inversor debido al umbral de potencia

Pérdida del inversor debido al umbral de voltaje

Consumo nocturno

**Energía disponible en la salida del inversor**

**Energía inyectada en la red**

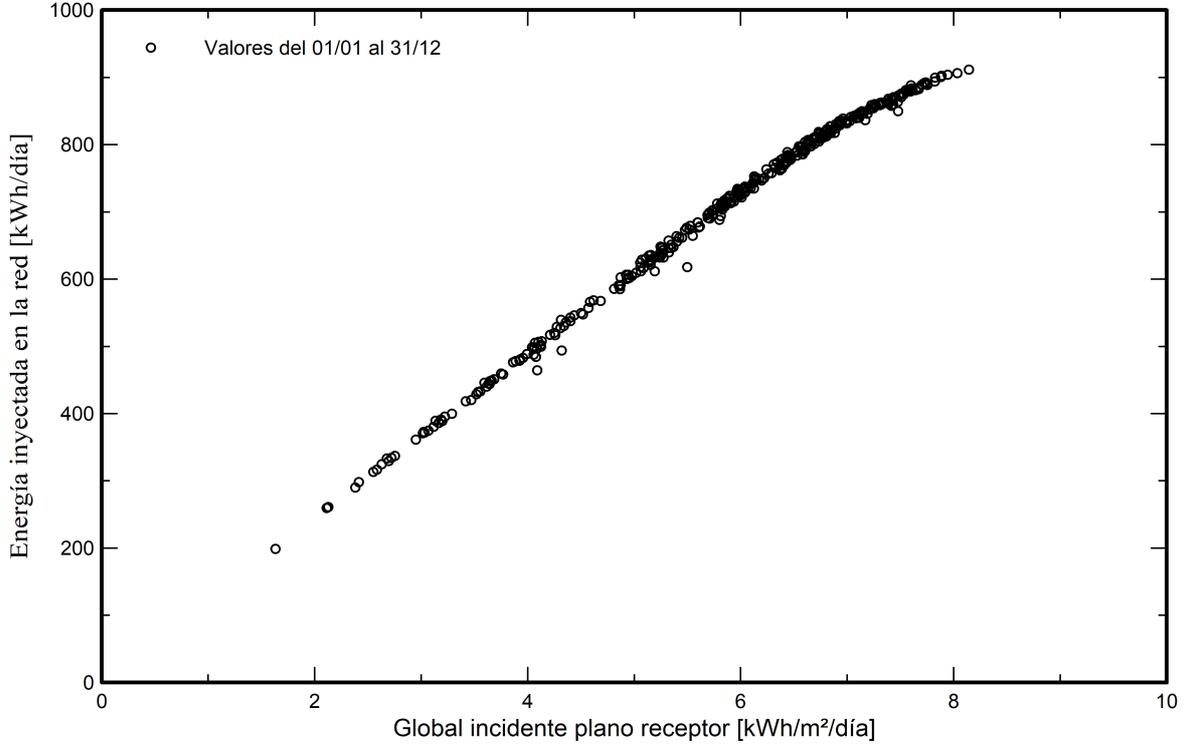


**PVsyst V7.3.4**

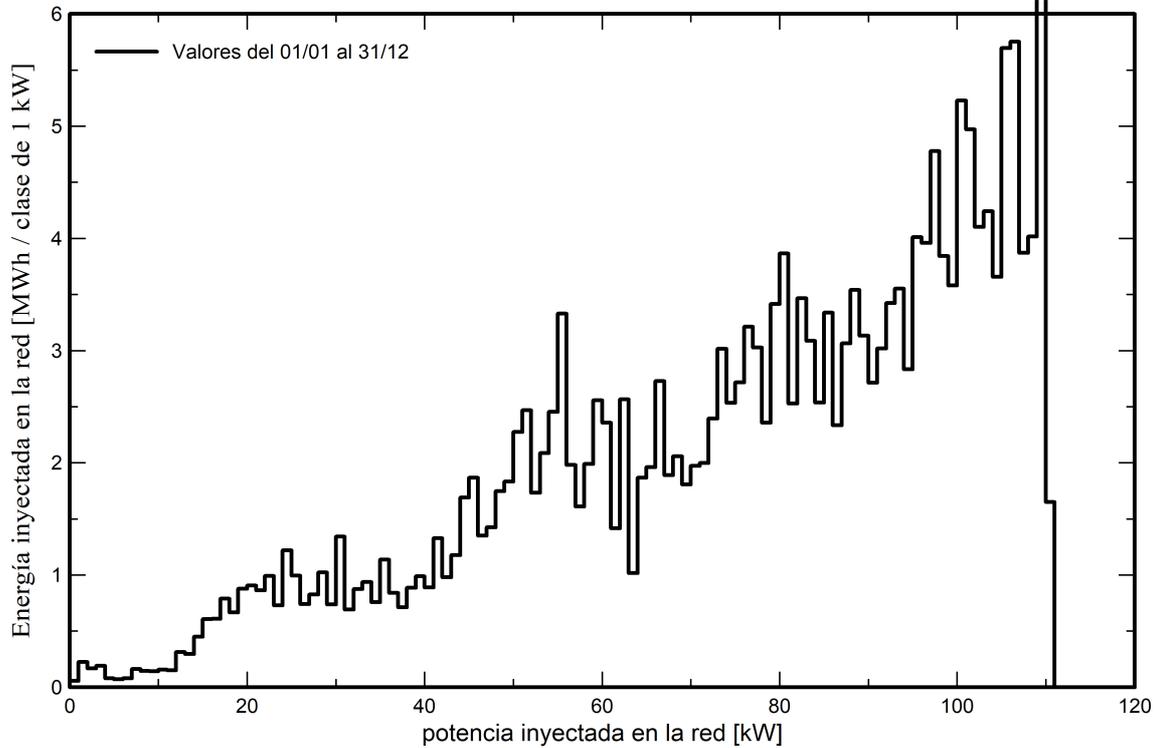
VC4, Fecha de simulación:  
14/05/23 15:02  
con v7.3.4

**Gráficos predefinidos**

**Diagrama entrada/salida diaria**



**Distribución de potencia de salida del sistema**



# PVsyst - Informe de simulación

## Sistema conectado a la red

---

Proyecto: Planta solar fotovoltaica GUAM

Variante: Inv. distribuido + Est. fija + Bifacial

Cobertizos, conjunto único

Potencia del sistema: 139 kWp

Leyan - Guam



# Proyecto: Planta solar fotovoltaica GUAM

Variante: Inv. distribuido + Est. fija + Bifacial

## PVsyst V7.3.4

VC5, Fecha de simulación:  
14/05/23 15:08  
con v7.3.4

### Resumen del proyecto

#### Sitio geográfico

Leyan  
Guam

#### Situación

Latitud 13.46 °N  
Longitud 144.83 °E  
Altitud 93 m  
Zona horaria UTC+10

#### Configuración del proyecto

Albedo 0.20

#### Datos meteo

Leyan  
Meteonorm 8.1 (2016-2021), Sat=100% - Sintético

### Resumen del sistema

#### Sistema conectado a la red

#### Orientación campo FV

Plano fijo  
Inclinación/Azimut 16 / 0 °

#### Cobertizos, conjunto único

#### Sombreados cercanos

Según las cadenas  
Efecto eléctrico 100 %

#### Necesidades del usuario

Carga ilimitada (red)

#### Información del sistema

#### Generador FV

Núm. de módulos 216 unidades  
Pnom total 139 kWp

#### Inversores

Núm. de unidades 1 unidad  
Pnom total 110 kWca  
Proporción Pnom 1.267

### Resumen de resultados

Energía producida 269164 kWh/año Producción específica 1932 kWh/kWp/año Proporción rend. PR 90.49 %

### Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del generador FV, Pérdidas del sistema.	3
Definición del sombreado cercano - Diagrama de iso-sombreados	5
Resultados principales	6
Diagrama de pérdida	7
Gráficos predefinidos	8



**PVsyst V7.3.4**

VC5, Fecha de simulación:  
14/05/23 15:08  
con v7.3.4

**Parámetros generales**

<b>Sistema conectado a la red</b>	<b>Cobertizos, conjunto único</b>			
<b>Orientación campo FV</b>	<b>Configuración de cobertizos</b>			
<b>Orientación</b>			<b>Modelos usados</b>	
Plano fijo	Núm. de cobertizos	9 unidades	Transposición	Perez
Inclinación/Azimut	16 / 0 °	Conjunto único	Difuso	Perez, Meteornorm
		<b>Tamaños</b>	Circunsolar	separado
		Espaciado entre cobertizos	6.50 m	
		Ancho de colector	2.63 m	
		Proporc. cob. suelo (GCR)	40.4 %	
		Banda inactiva superior	0.02 m	
		Banda inactiva inferior	0.02 m	
		<b>Ángulo límite de sombreado</b>		
		Ángulo límite de perfil	10.4 °	
<b>Horizonte</b>	<b>Sombreados cercanos</b>	<b>Necesidades del usuario</b>		
Horizonte libre	Según las cadenas	Carga ilimitada (red)		
	Efecto eléctrico	100 %		
<b>Sistema bifacial</b>				
Modelo	Cálculo 2D			
	cobertizos ilimitados			
<b>Geometría del modelo bifacial</b>		<b>Definiciones del modelo bifacial</b>		
Espaciado entre cobertizos	6.50 m	Albedo de tierra	0.25	
Ancho cobertizos	2.67 m	Factor de bifacialidad	70 %	
Ángulo límite de perfil	10.4 °	Fact. sombreado trasero	5.0 %	
GCR	41.0 %	Fact. desajuste trasero	10.0 %	
Altura sobre el suelo	1.50 m	Fracción transparente de cobertizo	0.0 %	

**Características del generador FV**

<b>Módulo FV</b>		<b>Inversor</b>	
Fabricante	Generic	Fabricante	Generic
Modelo	CS7N-645MB-AG	Modelo	Sunny Tripower STP110-60-Core2
(Base de datos PVsyst original)		(Definición de parámetros personalizados)	
Unidad Nom. Potencia	645 Wp	Unidad Nom. Potencia	110 kWca
Número de módulos FV	216 unidades	Número de inversores	12 * MPPT 8% 1 unidad
Nominal (STC)	139 kWp	Potencia total	110 kWca
Módulos	12 Cadenas x 18 En series	Voltaje de funcionamiento	200-800 V
<b>En cond. de funcionam. (50°C)</b>		Proporción Pnom (CC:CA)	1.27
Pmpp	128 kWp	No hay reparto de potencia entre MPPTs	
U mpp	607 V		
I mpp	211 A		
<b>Potencia FV total</b>		<b>Potencia total del inversor</b>	
Nominal (STC)	139 kWp	Potencia total	110 kWca
Total	216 módulos	Número de inversores	1 unidad
Área del módulo	671 m²	Proporción Pnom	1.27



**PVsyst V7.3.4**

VC5, Fecha de simulación:  
14/05/23 15:08  
con v7.3.4

**Pérdidas del conjunto**

**Pérdidas de suciedad del conjunto**

Frac. de pérdida 2.0 %

**Factor de pérdida térmica**

Temperatura módulo según irradiancia

Uc (const) 29.0 W/m<sup>2</sup>K

Uv (viento) 0.0 W/m<sup>2</sup>K/m/s

**Pérdidas de cableado CC**

Res. conjunto global 63 mΩ

Frac. de pérdida 2.0 % en STC

**Pérdida diodos serie**

Caída de tensión 0.7 V

Frac. de pérdida 0.1 % en STC

**Pérdida de calidad módulo**

Frac. de pérdida -0.4 %

**Pérdidas de desajuste de módulo**

Frac. de pérdida 0.5 % en MPP

**Factor de pérdida IAM**

Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario

10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
0.998	0.998	0.995	0.992	0.986	0.970	0.917	0.763	0.000

**Corrección espectral**

Modelo FirstSolar

Agua precipitable estimada a partir de la humedad relativa

Conjunto de coeficientes	C0	C1	C2	C3	C4	C5
Monocrystalline Si	0,85914	-0,02088	-0,0058853	0,12029	0,026814	-0,001781



# Proyecto: Planta solar fotovoltaica GUAM

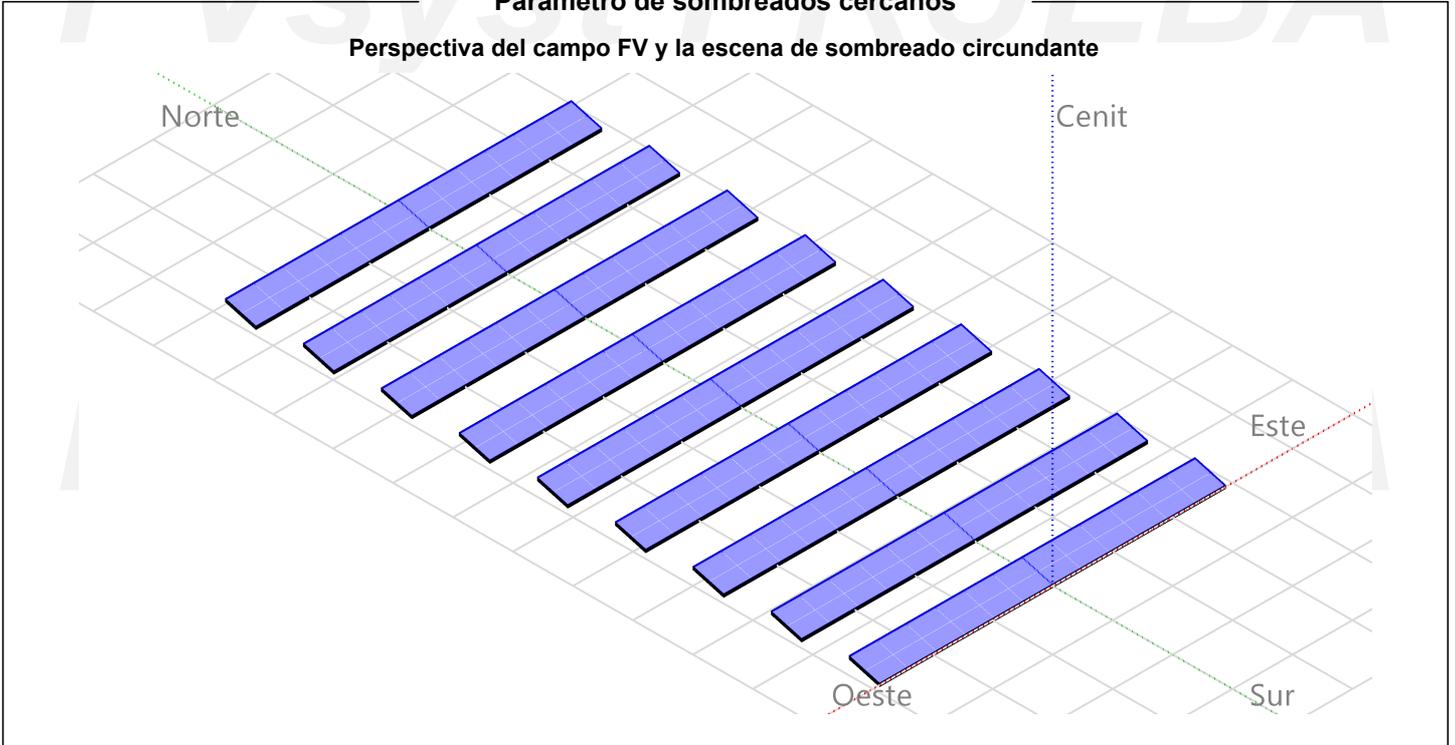
Variante: Inv. distribuido + Est. fija + Bifacial

PVsyst V7.3.4

VC5, Fecha de simulación:  
14/05/23 15:08  
con v7.3.4

## Parámetro de sombreados cercanos

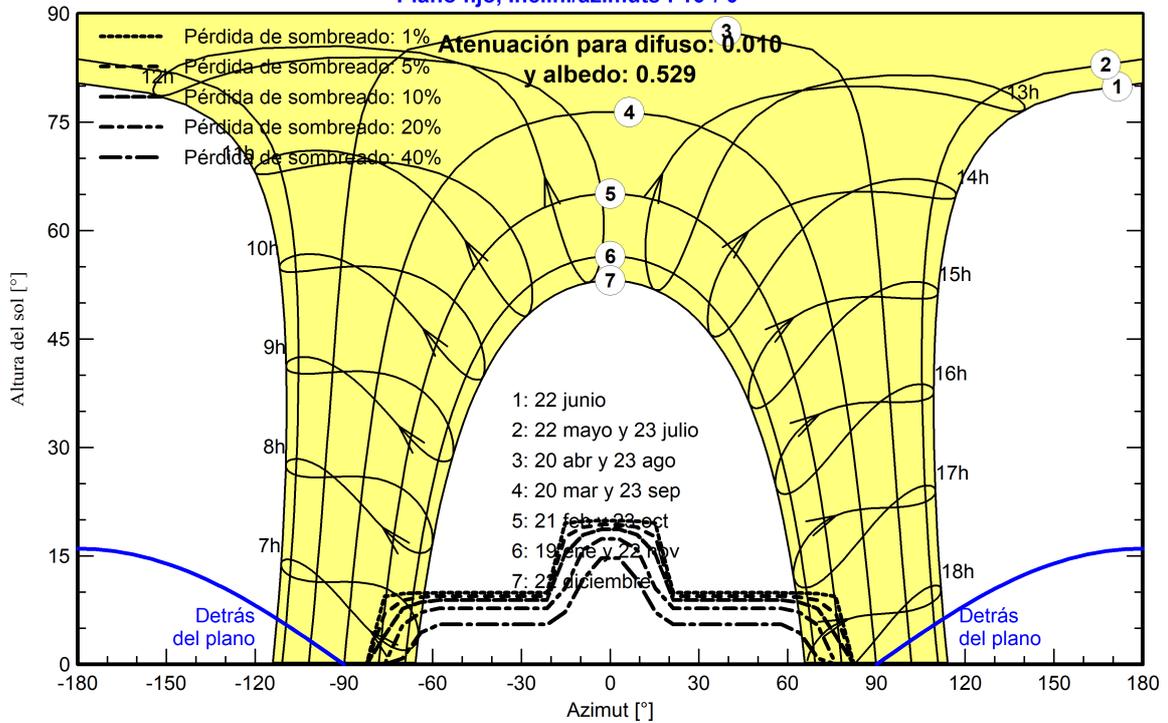
Perspectiva del campo FV y la escena de sombreado circundante



## Diagrama de iso-sombreados

Orientación #1

Plano fijo, Inclín./azimuts : 16°/0°





# Proyecto: Planta solar fotovoltaica GUAM

Variante: Inv. distribuido + Est. fija + Bifacial

## PVsyst V7.3.4

VC5, Fecha de simulación:  
14/05/23 15:08  
con v7.3.4

### Resultados principales

#### Producción del sistema

Energía producida 269164 kWh/año

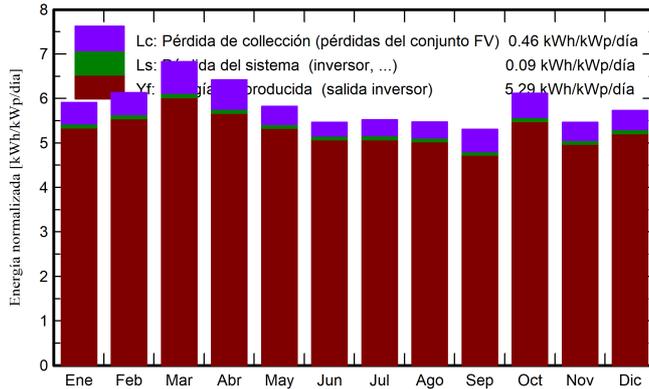
Producción específica

1932 kWh/kWp/año

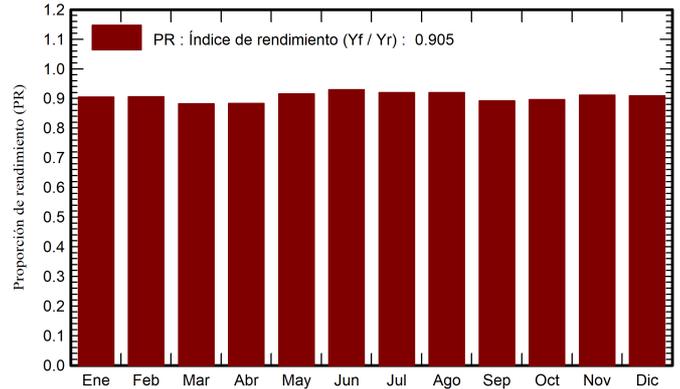
Proporción rend. PR

90.49 %

#### Producciones normalizadas (por kWp instalado)



#### Proporción de rendimiento (PR)



### Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_Grid kWh	PR proporción
Enero	156.9	54.41	26.30	183.2	176.1	23470	23079	0.904
Febrero	155.4	63.34	26.23	171.7	165.1	22021	21659	0.906
Marzo	203.1	66.51	27.21	211.8	203.8	26452	26015	0.882
Abril	196.5	66.67	27.58	192.6	184.9	24116	23704	0.884
Mayo	194.8	79.15	28.63	180.6	172.6	23428	23033	0.915
Junio	179.9	80.68	28.33	163.9	156.4	21590	21221	0.929
Julio	185.7	76.52	27.92	171.3	163.7	22327	21942	0.920
Agosto	176.3	89.80	27.31	169.6	162.4	22107	21730	0.920
Septiembre	157.3	72.33	27.06	159.1	152.5	20119	19770	0.892
Octubre	176.1	72.57	27.72	189.7	182.4	24096	23681	0.896
Noviembre	145.3	65.24	27.95	163.9	157.6	21172	20809	0.911
Diciembre	151.0	53.27	27.82	177.7	171.1	22909	22522	0.910
Año	2078.3	840.50	27.51	2135.0	2048.6	273806	269164	0.905

#### Leyendas

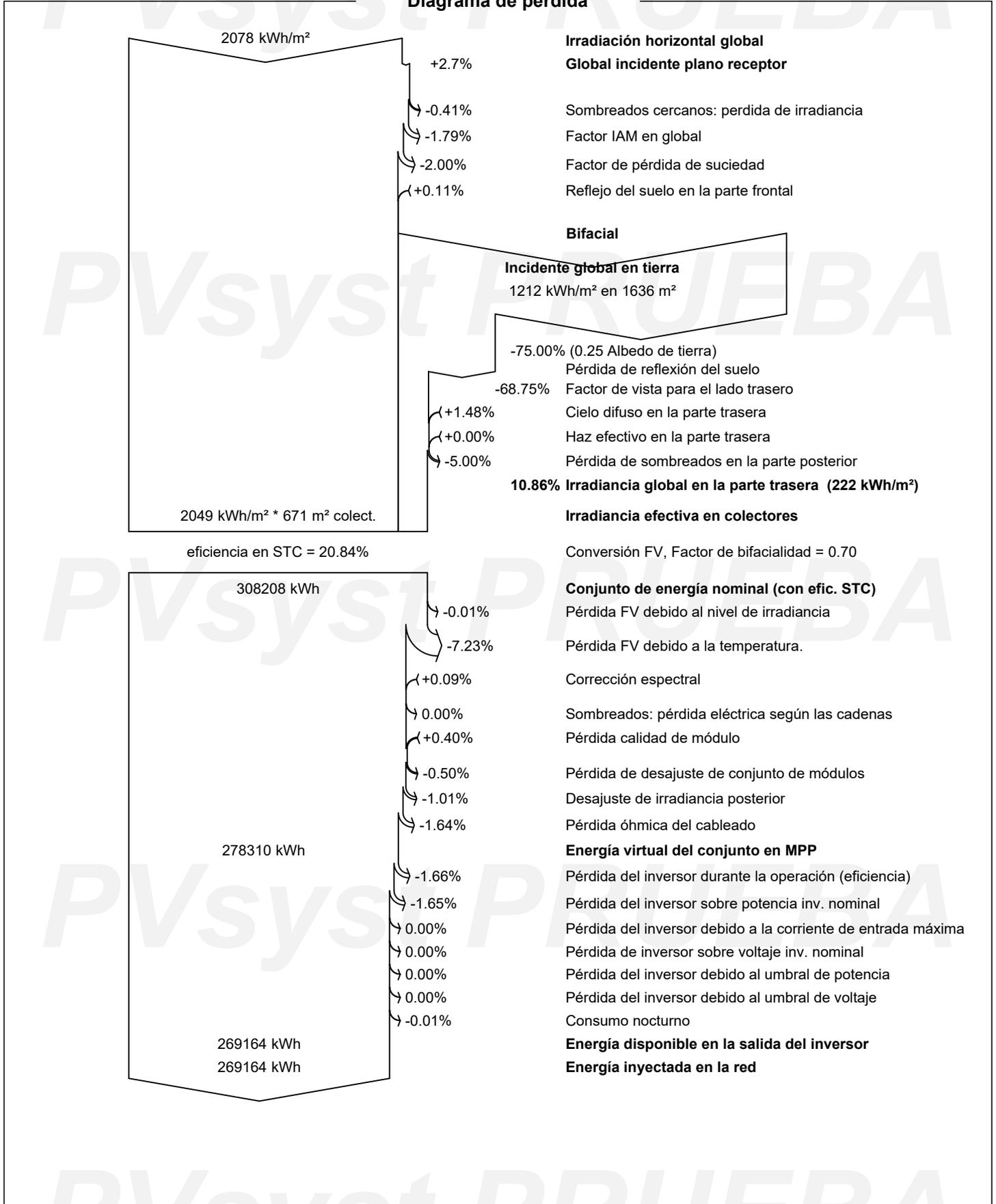
GlobHor	Irradiación horizontal global	EArray	Energía efectiva a la salida del conjunto
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	E_Grid	Energía inyectada en la red
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Proporción de rendimiento
GlobInc	Global incidente plano receptor		
GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados		



PVsyst V7.3.4

VC5, Fecha de simulación:  
14/05/23 15:08  
con v7.3.4

Diagrama de pérdida



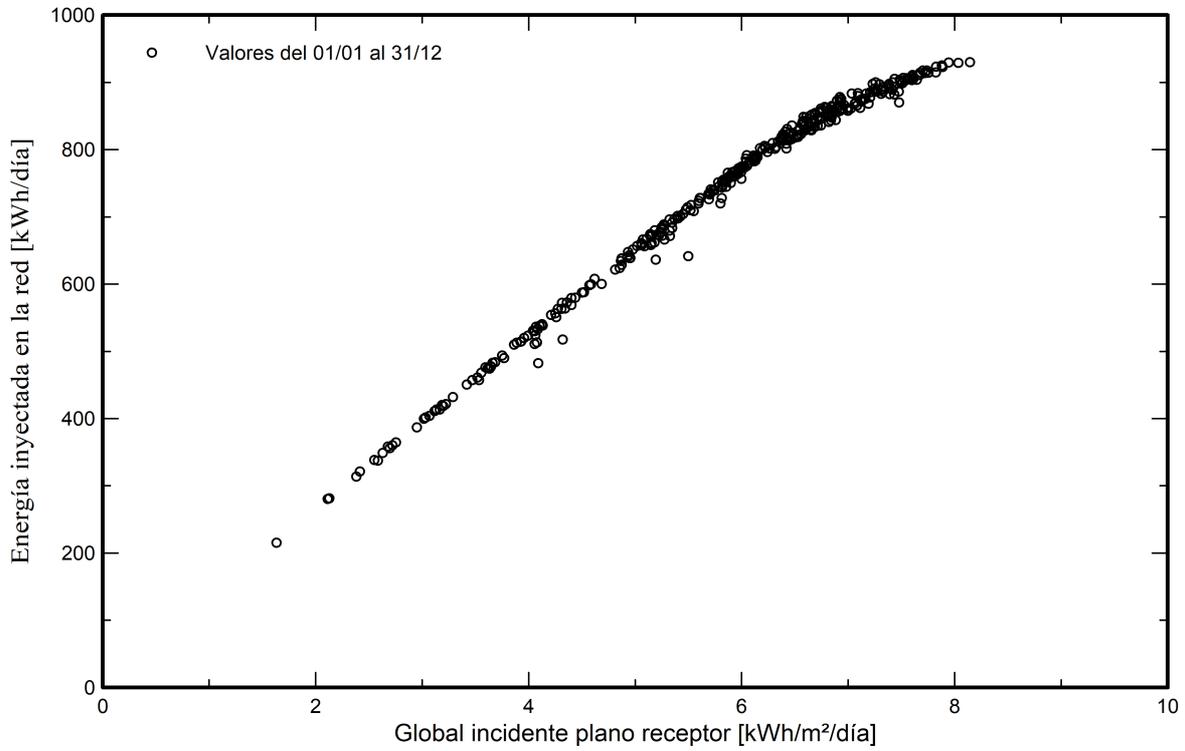


**PVsyst V7.3.4**

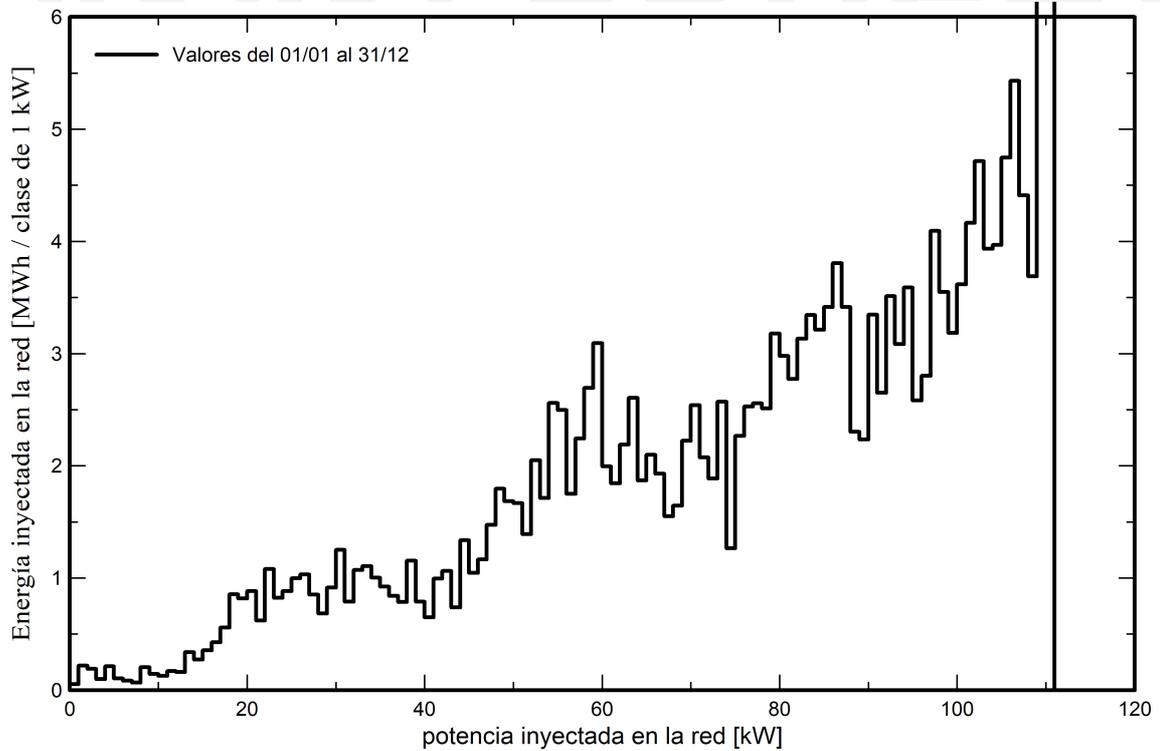
VC5, Fecha de simulación:  
14/05/23 15:08  
con v7.3.4

**Gráficos predefinidos**

**Diagrama entrada/salida diaria**



**Distribución de potencia de salida del sistema**



# PVsyst - Informe de simulación

## Sistema conectado a la red

---

Proyecto: Planta solar fotovoltaica GUAM

Variante: Inv. distribuido + 1 eje + Monofacial

Conjunto único de rastreadores, con retroceso

Potencia del sistema: 140 kWp

Leyan - Guam



# Proyecto: Planta solar fotovoltaica GUAM

Variante: Inv. distribuido + 1 eje + Monofacial

## PVsyst V7.3.4

VC6, Fecha de simulación:  
14/05/23 16:54  
con v7.3.4

### Resumen del proyecto

#### Sitio geográfico

Leyan  
Guam

#### Situación

Latitud 13.46 °N  
Longitud 144.83 °E  
Altitud 93 m  
Zona horaria UTC+10

#### Configuración del proyecto

Albedo 0.20

#### Datos meteo

Leyan

Meteonorm 8.1 (2016-2021), Sat=100% - Sintético

### Resumen del sistema

#### Sistema conectado a la red

#### Orientación campo FV

##### Orientación

Plano de rastreo, eje horizontal N-S  
Azimut del eje 0 °

#### Conjunto único de rastreadores, con retroceso

##### Algoritmo de rastreo

Cálculo astronómico  
Retroceso activado

#### Sombreados cercanos

Sombreados lineales  
Sombreado difuso Automático

#### Información del sistema

##### Generador FV

Núm. de módulos  
Pnom total

216 unidades  
140 kWp

##### Inversores

Núm. de unidades  
Pnom total  
Proporción Pnom

1 unidad  
110 kWca  
1.276

#### Necesidades del usuario

Carga ilimitada (red)

### Resumen de resultados

Energía producida 308557 kWh/año Producción específica 2198 kWh/kWp/año Proporción rend. PR 84.56 %

### Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del generador FV, Pérdidas del sistema.	3
Definición del sombreado cercano - Diagrama de iso-sombreados	5
Resultados principales	6
Diagrama de pérdida	7
Gráficos predefinidos	8
Evaluación P50 - P90	9



**PVsyst V7.3.4**

VC6, Fecha de simulación:  
14/05/23 16:54  
con v7.3.4

**Parámetros generales**

<b>Sistema conectado a la red</b>		<b>Conjunto único de rastreadores, con retroceso</b>	
<b>Orientación campo FV</b>		<b>Algoritmo de rastreo</b>	<b>Conjunto de retroceso</b>
<b>Orientación</b>		Cálculo astronómico	Núm. de rastreadores 9 unidades
Plano de rastreo, eje horizontal N-S		Retroceso activado	Conjunto único
Azimut del eje 0 °			<b>Tamaños</b>
			Espaciado de rastreador 6.50 m
			Ancho de colector 2.63 m
			Proporc. cob. suelo (GCR) 40.4 %
			Phi mín/máx. -/+ 55.0 °
			<b>Estrategia de retroceso</b>
			Límites de phi para BT -/+ 66.0 °
			Paso de retroceso 6.50 m
			Ancho de retroceso 2.63 m
<b>Modelos usados</b>		<b>Sombreados cercanos</b>	<b>Necesidades del usuario</b>
Transposición Perez		Sombreados lineales	Carga ilimitada (red)
Difuso Perez, Meteonorm		Sombreado difuso Automático	
Circunsolar separado			

**Características del generador FV**

<b>Módulo FV</b>		<b>Inversor</b>	
Fabricante	Generic	Fabricante	Generic
Modelo	CS7N-650MS 1500V	Modelo	Sunny Tripower STP110-60-Core2
(Base de datos PVsyst original)		(Definición de parámetros personalizados)	
Unidad Nom. Potencia	650 Wp	Unidad Nom. Potencia	110 kWca
Número de módulos FV	216 unidades	Número de inversores	12 * MPPT 8% 1 unidad
Nominal (STC)	140 kWp	Potencia total	110 kWca
Módulos	12 Cadenas x 18 En series	Voltaje de funcionamiento	200-800 V
<b>En cond. de funcionam. (50°C)</b>		Proporción Pnom (CC:CA)	1.28
Pmpp	129 kWp	No hay reparto de potencia entre MPPTs	
U mpp	611 V		
I mpp	211 A		
<b>Potencia FV total</b>		<b>Potencia total del inversor</b>	
Nominal (STC)	140 kWp	Potencia total	110 kWca
Total	216 módulos	Número de inversores	1 unidad
Área del módulo	671 m²	Proporción Pnom	1.28

**Pérdidas del conjunto**

<b>Pérdidas de suciedad del conjunto</b>		<b>Factor de pérdida térmica</b>		<b>Pérdidas de cableado CC</b>	
Frac. de pérdida	2.0 %	Temperatura módulo según irradiancia		Res. conjunto global	48 mΩ
		Uc (const)	29.0 W/m²K	Frac. de pérdida	1.5 % en STC
		Uv (viento)	0.0 W/m²K/m/s		
<b>Pérdida diodos serie</b>		<b>Pérdida de calidad módulo</b>		<b>Pérdidas de desajuste de módulo</b>	
Caída de tensión	0.7 V	Frac. de pérdida	-0.4 %	Frac. de pérdida	0.5 % en MPP
Frac. de pérdida	0.1 % en STC				



**PVsyst V7.3.4**

VC6, Fecha de simulación:  
14/05/23 16:54  
con v7.3.4

**Pérdidas del conjunto**

**Factor de pérdida IAM**

Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario

10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
0.998	0.998	0.995	0.992	0.986	0.970	0.917	0.763	0.000

**Corrección espectral**

Modelo FirstSolar

Agua precipitable estimada a partir de la humedad relativa

Conjunto de coeficientes	C0	C1	C2	C3	C4	C5
Monocrystalline Si	0,85914	-0,02088	-0,0058853	0,12029	0,026814	-0,001781

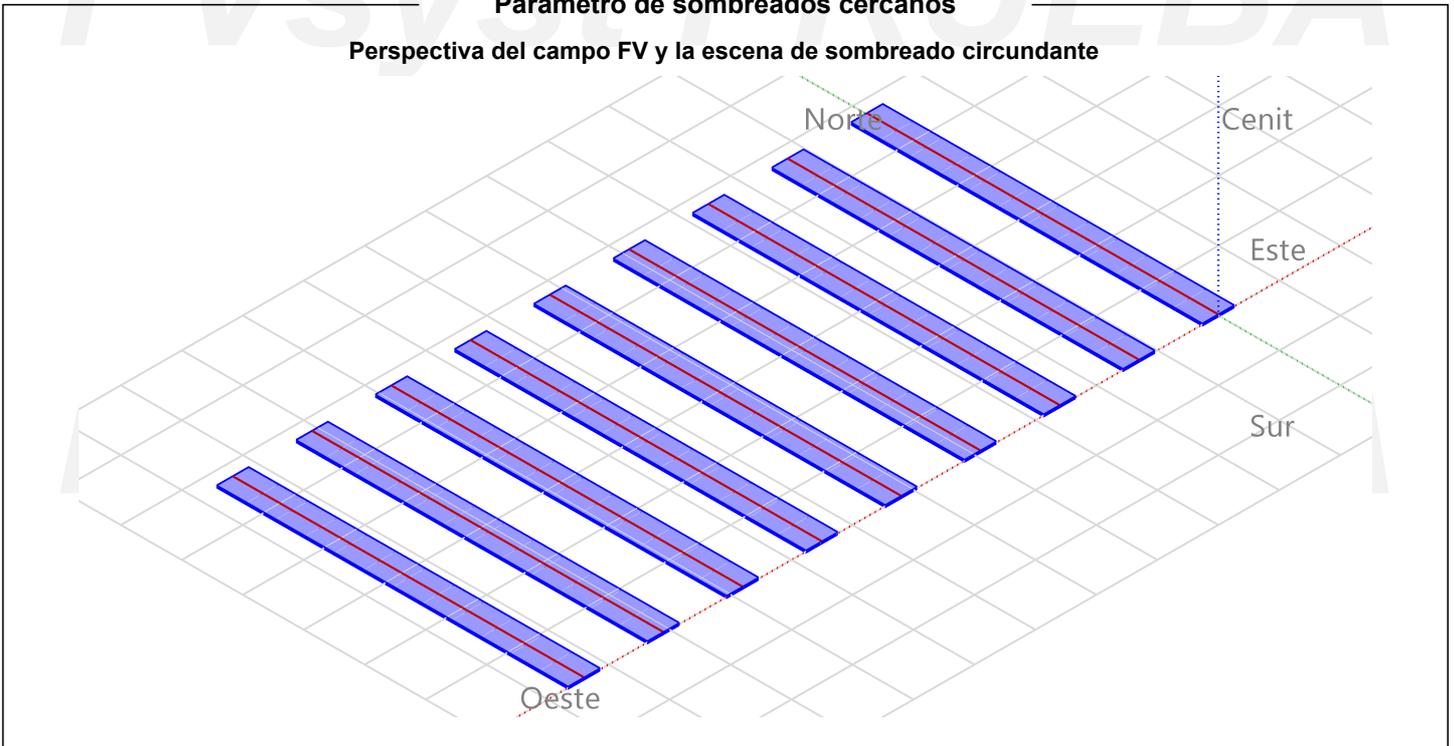


**PVsyst V7.3.4**

VC6, Fecha de simulación:  
14/05/23 16:54  
con v7.3.4

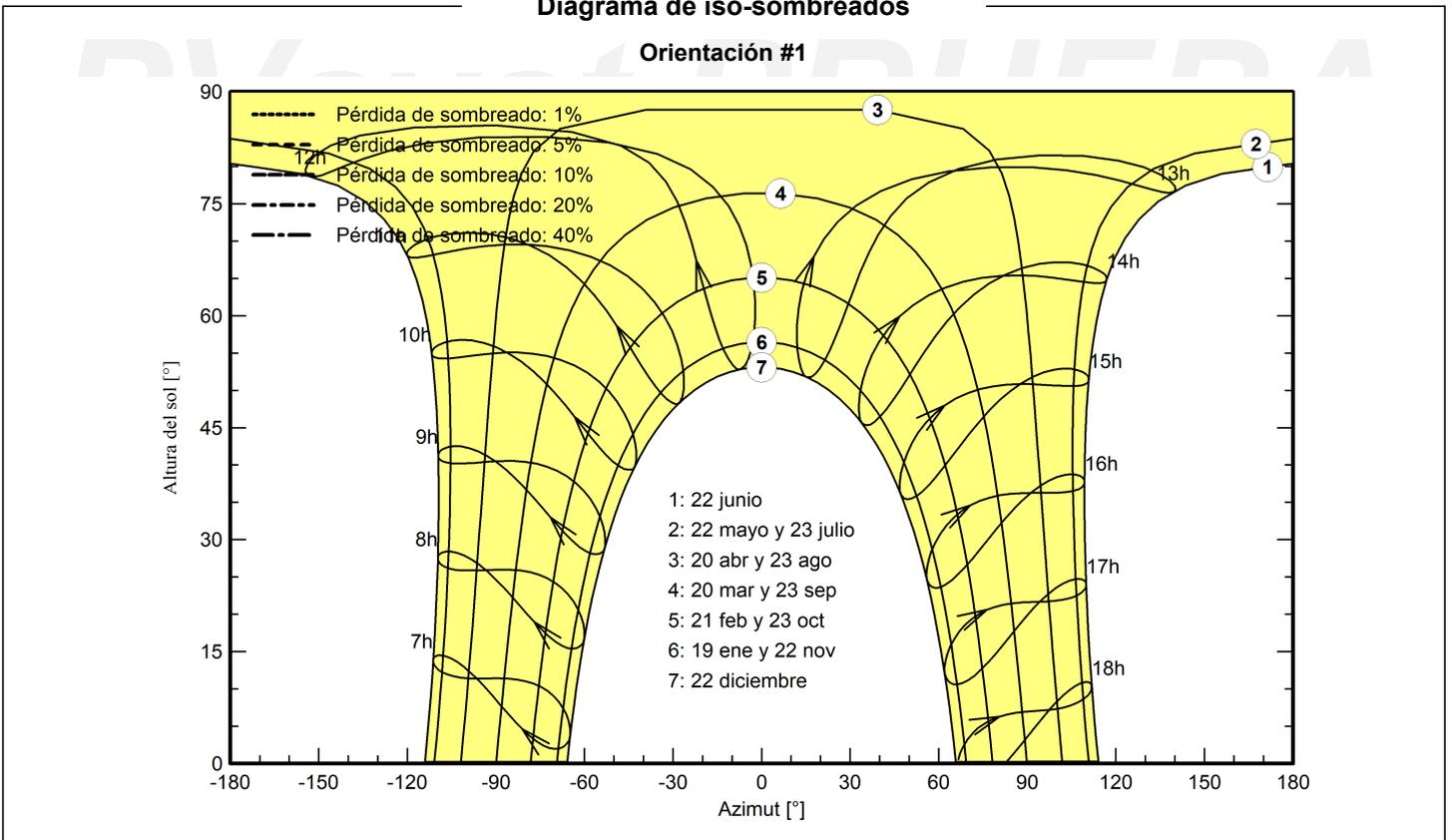
**Parámetro de sombreados cercanos**

Perspectiva del campo FV y la escena de sombreado circundante



**Diagrama de iso-sombreados**

Orientación #1





# Proyecto: Planta solar fotovoltaica GUAM

Variante: Inv. distribuido + 1 eje + Monofacial

## PVsyst V7.3.4

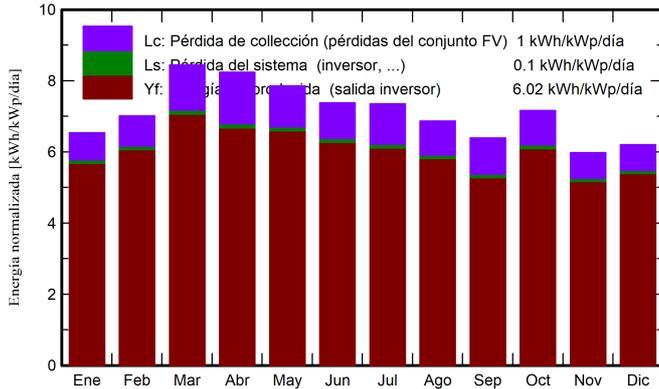
VC6, Fecha de simulación:  
14/05/23 16:54  
con v7.3.4

### Resultados principales

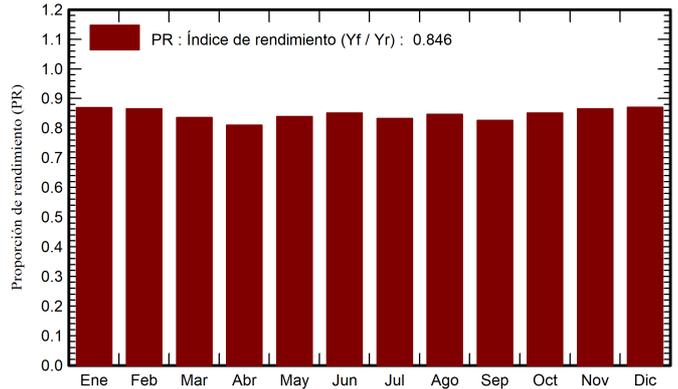
#### Producción del sistema

Energía producida 308557 kWh/año      Producción específica 2198 kWh/kWp/año  
Proporción rend. PR 84.56 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



### Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh	kWh	proporción
Enero	156.9	54.41	26.30	202.6	193.5	25155	24738	0.870
Febrero	155.4	63.34	26.23	196.4	187.9	24245	23848	0.865
Marzo	203.1	66.51	27.21	261.9	251.8	31272	30748	0.836
Abril	196.5	66.67	27.58	247.2	237.5	28615	28118	0.810
Mayo	194.8	79.15	28.63	243.5	233.4	29192	28701	0.840
Junio	179.9	80.68	28.33	221.3	211.8	26887	26430	0.851
Julio	185.7	76.52	27.92	227.8	218.3	27095	26620	0.832
Agosto	176.3	89.80	27.31	213.0	203.6	25754	25310	0.846
Septiembre	157.3	72.33	27.06	191.6	183.1	22642	22243	0.827
Octubre	176.1	72.57	27.72	222.1	212.8	26990	26525	0.851
Noviembre	145.3	65.24	27.95	179.5	171.3	22163	21783	0.864
Diciembre	151.0	53.27	27.82	192.2	183.7	23893	23492	0.871
<b>Año</b>	<b>2078.3</b>	<b>840.50</b>	<b>27.51</b>	<b>2599.1</b>	<b>2488.7</b>	<b>313902</b>	<b>308557</b>	<b>0.846</b>

#### Leyendas

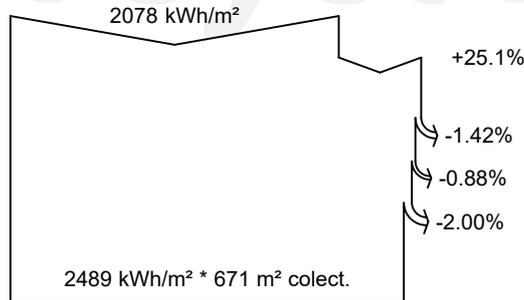
GlobHor	Irradiación horizontal global	EArray	Energía efectiva a la salida del conjunto
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	E_Grid	Energía inyectada en la red
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Proporción de rendimiento
GlobInc	Global incidente plano receptor		
GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados		



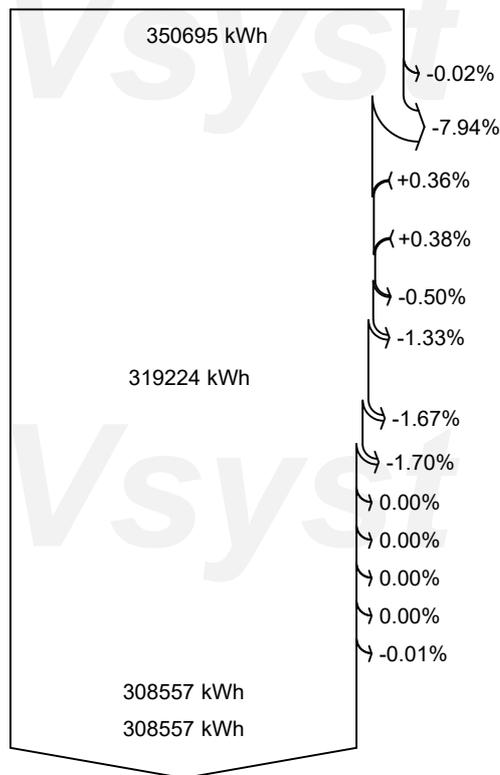
**PVsyst V7.3.4**

VC6, Fecha de simulación:  
14/05/23 16:54  
con v7.3.4

**Diagrama de pérdida**



eficiencia en STC = 21.00%



**Irradiación horizontal global**

**Global incidente plano receptor**

Sombreados cercanos: pérdida de irradiancia

Factor IAM en global

Factor de pérdida de suciedad

**Irradiancia efectiva en colectores**

Conversión FV

**Conjunto de energía nominal (con efic. STC)**

Pérdida FV debido al nivel de irradiancia

Pérdida FV debido a la temperatura.

Corrección espectral

Pérdida calidad de módulo

Pérdida de desajuste de conjunto de módulos

Pérdida óhmica del cableado

**Energía virtual del conjunto en MPP**

Pérdida del inversor durante la operación (eficiencia)

Pérdida del inversor sobre potencia inv. nominal

Pérdida del inversor debido a la corriente de entrada máxima

Pérdida de inversor sobre voltaje inv. nominal

Pérdida del inversor debido al umbral de potencia

Pérdida del inversor debido al umbral de voltaje

Consumo nocturno

**Energía disponible en la salida del inversor**

**Energía inyectada en la red**

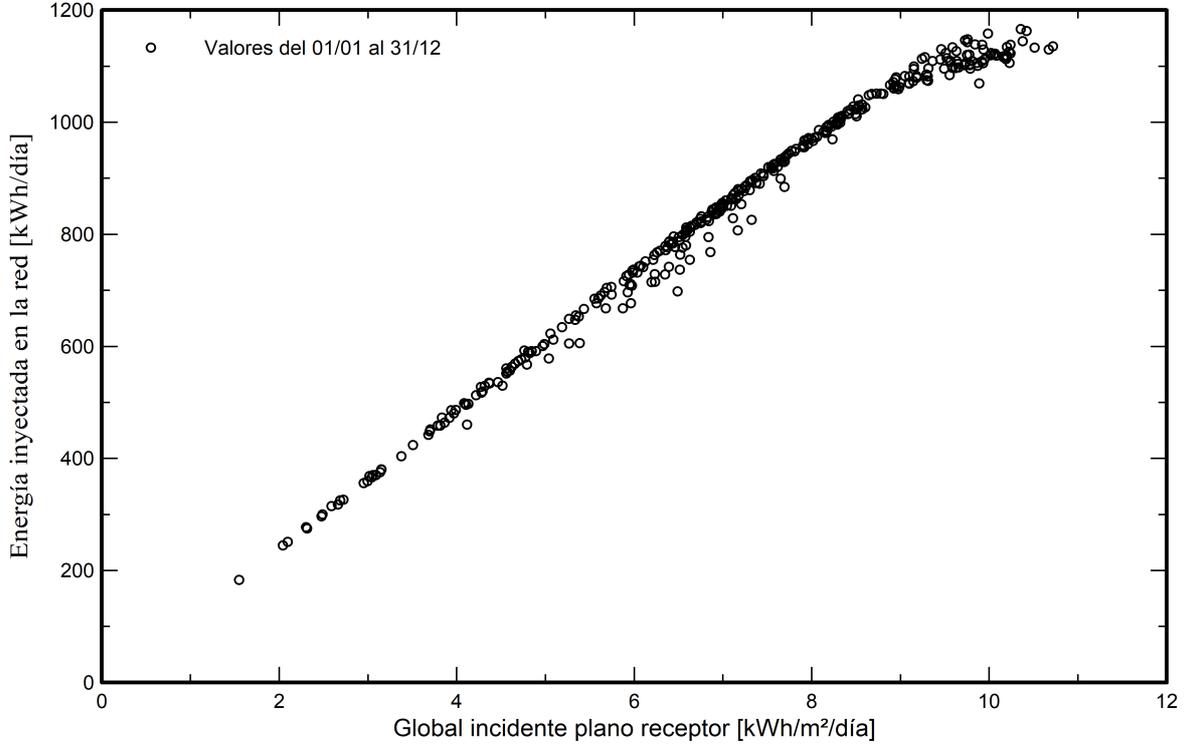


**PVsyst V7.3.4**

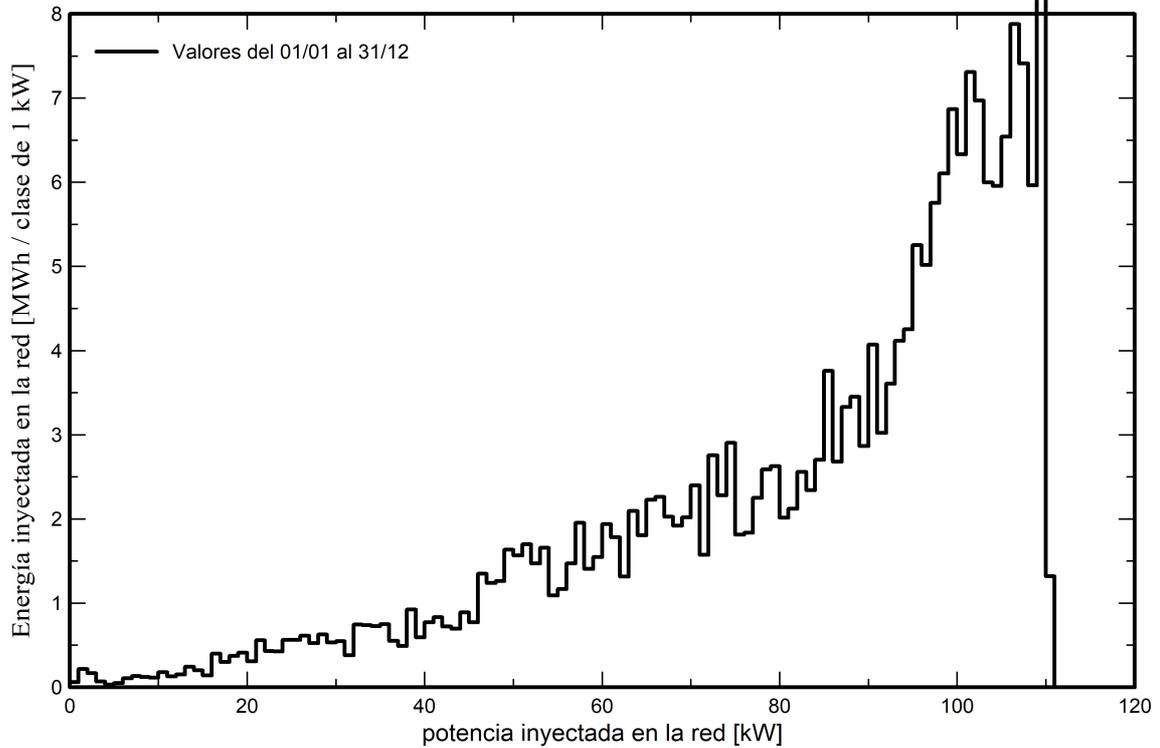
VC6, Fecha de simulación:  
14/05/23 16:54  
con v7.3.4

**Gráficos predefinidos**

**Diagrama entrada/salida diaria**



**Distribución de potencia de salida del sistema**



# PVsyst - Informe de simulación

## Sistema conectado a la red

---

Proyecto: Planta solar fotovoltaica GUAM

Variante: Inv. distribuido + 1 eje + Bifacial

Conjunto único de rastreadores, con retroceso

Potencia del sistema: 139 kWp

Leyan - Guam



# Proyecto: Planta solar fotovoltaica GUAM

Variante: Inv. distribuido + 1 eje + Bifacial

## PVsyst V7.3.4

VC7, Fecha de simulación:  
14/05/23 17:00  
con v7.3.4

### Resumen del proyecto

#### Sitio geográfico

Leyan  
Guam

#### Situación

Latitud 13.46 °N  
Longitud 144.83 °E  
Altitud 93 m  
Zona horaria UTC+10

#### Configuración del proyecto

Albedo 0.20

#### Datos meteo

Leyan  
Meteonorm 8.1 (2016-2021), Sat=100% - Sintético

### Resumen del sistema

#### Sistema conectado a la red

#### Orientación campo FV

Orientación  
Plano de rastreo, eje horizontal N-S  
Azimut del eje 0 °

#### Conjunto único de rastreadores, con retroceso

#### Algoritmo de rastreo

Cálculo astronómico  
Retroceso activado

#### Sombreados cercanos

Sombreados lineales  
Sombreado difuso Automático

#### Información del sistema

##### Generador FV

Núm. de módulos 216 unidades  
Pnom total 139 kWp

##### Inversores

Núm. de unidades 1 unidad  
Pnom total 110 kWca  
Proporción Pnom 1.267

#### Necesidades del usuario

Carga ilimitada (red)

### Resumen de resultados

Energía producida 317696 kWh/año Producción específica 2280 kWh/kWp/año Proporción rend. PR 87.74 %

### Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del generador FV, Pérdidas del sistema.	3
Definición del sombreado cercano - Diagrama de iso-sombreados	5
Resultados principales	6
Diagrama de pérdida	7
Gráficos predefinidos	8



**PVsyst V7.3.4**

VC7, Fecha de simulación:  
14/05/23 17:00  
con v7.3.4

**Parámetros generales**

**Sistema conectado a la red**

**Conjunto único de rastreadores, con retroceso**

**Orientación campo FV**

**Orientación**

Plano de rastreo, eje horizontal N-S  
Azimut del eje 0 °

**Algoritmo de rastreo**

Cálculo astronómico  
Retroceso activado

**Conjunto de retroceso**

Núm. de rastreadores 9 unidades  
Conjunto único

**Tamaños**

Espaciado de rastreador 6.50 m  
Ancho de colector 2.63 m  
Proporc. cob. suelo (GCR) 40.4 %  
Phi mín/máx. -/+ 55.0 °

**Estrategia de retroceso**

Límites de phi para BT -/+ 66.0 °  
Paso de retroceso 6.50 m  
Ancho de retroceso 2.63 m

**Modelos usados**

Transposición Perez  
Difuso Perez, Meteonorm  
Circunsolar separado

**Horizonte**

Horizonte libre

**Sombreados cercanos**

Sombreados lineales  
Sombreado difuso Automático

**Necesidades del usuario**

Carga ilimitada (red)

**Sistema bifacial**

Modelo Cálculo 2D  
rastreadores ilimitados

**Geometría del modelo bifacial**

Espaciado de rastreador 6.50 m  
Ancho de rastreador 2.63 m  
GCR 40.4 %  
Altura del eje sobre el suelo 2.00 m

**Definiciones del modelo bifacial**

Albedo de tierra 0.25  
Factor de bifacialidad 70 %  
Fact. sombreado trasero 5.0 %  
Fact. desajuste trasero 10.0 %  
Fracción transparente de cobertizo 0.0 %

**Características del generador FV**

**Módulo FV**

Fabricante Generic  
Modelo CS7N-645MB-AG  
(Base de datos PVsyst original)  
Unidad Nom. Potencia 645 Wp  
Número de módulos FV 216 unidades  
Nominal (STC) 139 kWp  
Módulos 12 Cadenas x 18 En series  
**En cond. de funcionam. (50°C)**  
Pmpp 128 kWp  
U mpp 607 V  
I mpp 211 A

**Potencia FV total**

Nominal (STC) 139 kWp  
Total 216 módulos  
Área del módulo 671 m²

**Inversor**

Fabricante Generic  
Modelo Sunny Tripower STP110-60-Core2  
(Definición de parámetros personalizados)  
Unidad Nom. Potencia 110 kWca  
Número de inversores 12 \* MPPT 8% 1 unidad  
Potencia total 110 kWca  
Voltaje de funcionamiento 200-800 V  
Proporción Pnom (CC:CA) 1.27  
No hay reparto de potencia entre MPPTs

**Potencia total del inversor**

Potencia total 110 kWca  
Número de inversores 1 unidad  
Proporción Pnom 1.27



**PVsyst V7.3.4**

VC7, Fecha de simulación:  
14/05/23 17:00  
con v7.3.4

**Pérdidas del conjunto**

**Pérdidas de suciedad del conjunto**

Frac. de pérdida 2.0 %

**Factor de pérdida térmica**

Temperatura módulo según irradiancia

Uc (const) 29.0 W/m<sup>2</sup>K

Uv (viento) 0.0 W/m<sup>2</sup>K/m/s

**Pérdidas de cableado CC**

Res. conjunto global 63 mΩ

Frac. de pérdida 2.0 % en STC

**Pérdida diodos serie**

Caída de tensión 0.7 V

Frac. de pérdida 0.1 % en STC

**Pérdida de calidad módulo**

Frac. de pérdida -0.4 %

**Pérdidas de desajuste de módulo**

Frac. de pérdida 0.5 % en MPP

**Factor de pérdida IAM**

Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario

10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
0.998	0.998	0.995	0.992	0.986	0.970	0.917	0.763	0.000

**Corrección espectral**

Modelo FirstSolar

Agua precipitable estimada a partir de la humedad relativa

Conjunto de coeficientes	C0	C1	C2	C3	C4	C5
Monocrystalline Si	0,85914	-0,02088	-0,0058853	0,12029	0,026814	-0,001781

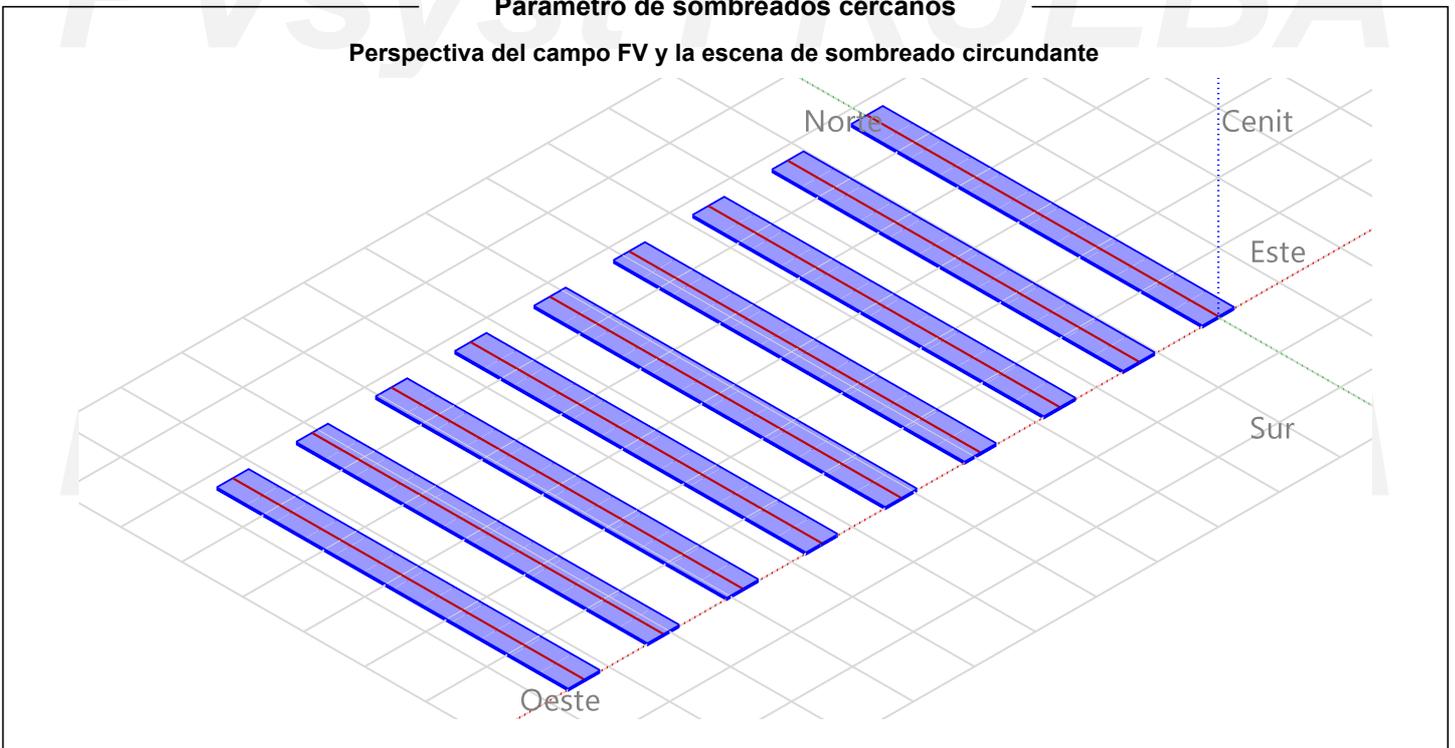


**PVsyst V7.3.4**

VC7, Fecha de simulación:  
14/05/23 17:00  
con v7.3.4

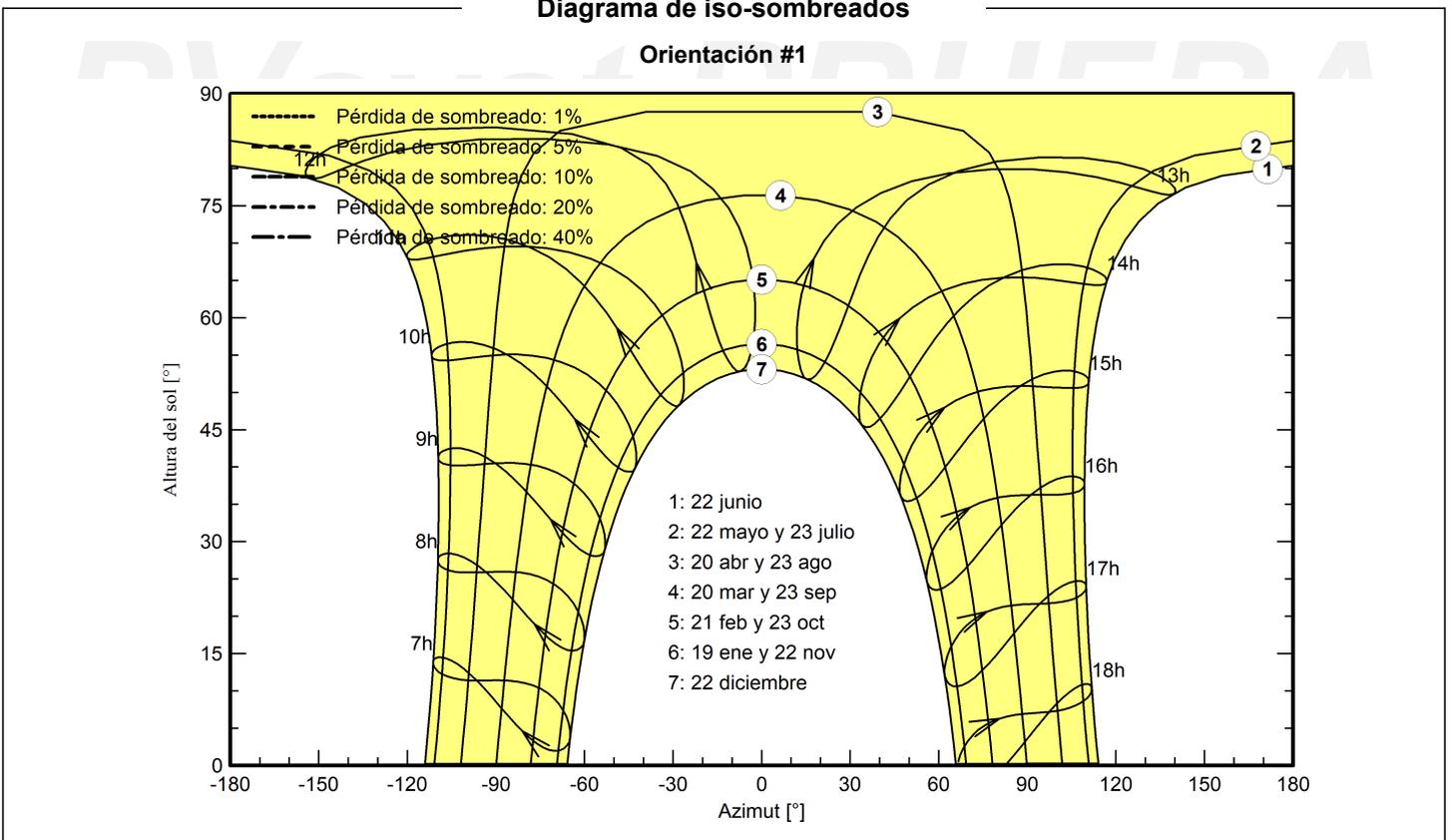
**Parámetro de sombreados cercanos**

Perspectiva del campo FV y la escena de sombreado circundante



**Diagrama de iso-sombreados**

Orientación #1





# Proyecto: Planta solar fotovoltaica GUAM

Variante: Inv. distribuido + 1 eje + Bifacial

## PVsyst V7.3.4

VC7, Fecha de simulación:  
14/05/23 17:00  
con v7.3.4

### Resultados principales

#### Producción del sistema

Energía producida 317696 kWh/año

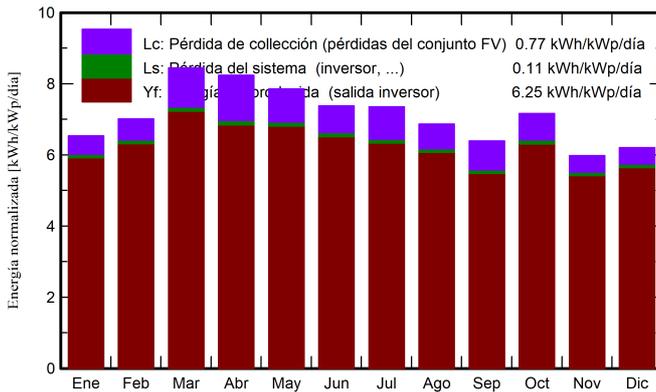
Producción específica

2280 kWh/kWp/año

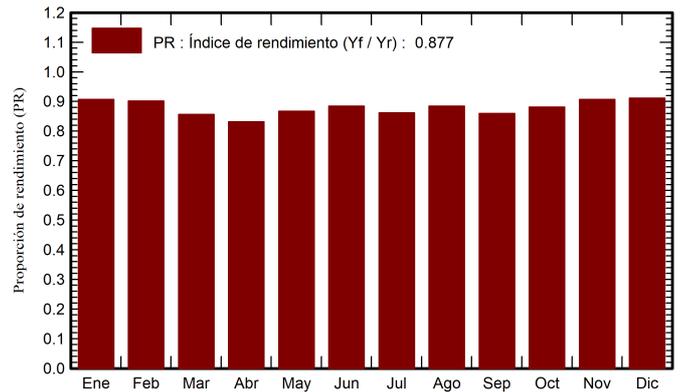
Proporción rend. PR

87.74 %

#### Producciones normalizadas (por kWp instalado)



#### Proporción de rendimiento (PR)



### Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh	kWh	proporción
Enero	156.9	54.41	26.30	202.6	194.2	26034	25604	0.907
Febrero	155.4	63.34	26.23	196.4	188.6	25073	24662	0.901
Marzo	203.1	66.51	27.21	261.9	252.7	31767	31235	0.856
Abril	196.5	66.67	27.58	247.2	238.4	29140	28637	0.832
Mayo	194.8	79.15	28.63	243.5	234.2	29921	29418	0.867
Junio	179.9	80.68	28.33	221.3	212.6	27721	27250	0.884
Julio	185.7	76.52	27.92	227.8	219.2	27842	27358	0.862
Agosto	176.3	89.80	27.31	213.0	204.4	26693	26237	0.884
Septiembre	157.3	72.33	27.06	191.6	183.9	23349	22942	0.859
Octubre	176.1	72.57	27.72	222.1	213.6	27752	27275	0.881
Noviembre	145.3	65.24	27.95	179.5	172.0	23062	22670	0.907
Diciembre	151.0	53.27	27.82	192.2	184.3	24822	24408	0.912
<b>Año</b>	<b>2078.3</b>	<b>840.50</b>	<b>27.51</b>	<b>2599.1</b>	<b>2498.2</b>	<b>323176</b>	<b>317696</b>	<b>0.877</b>

#### Leyendas

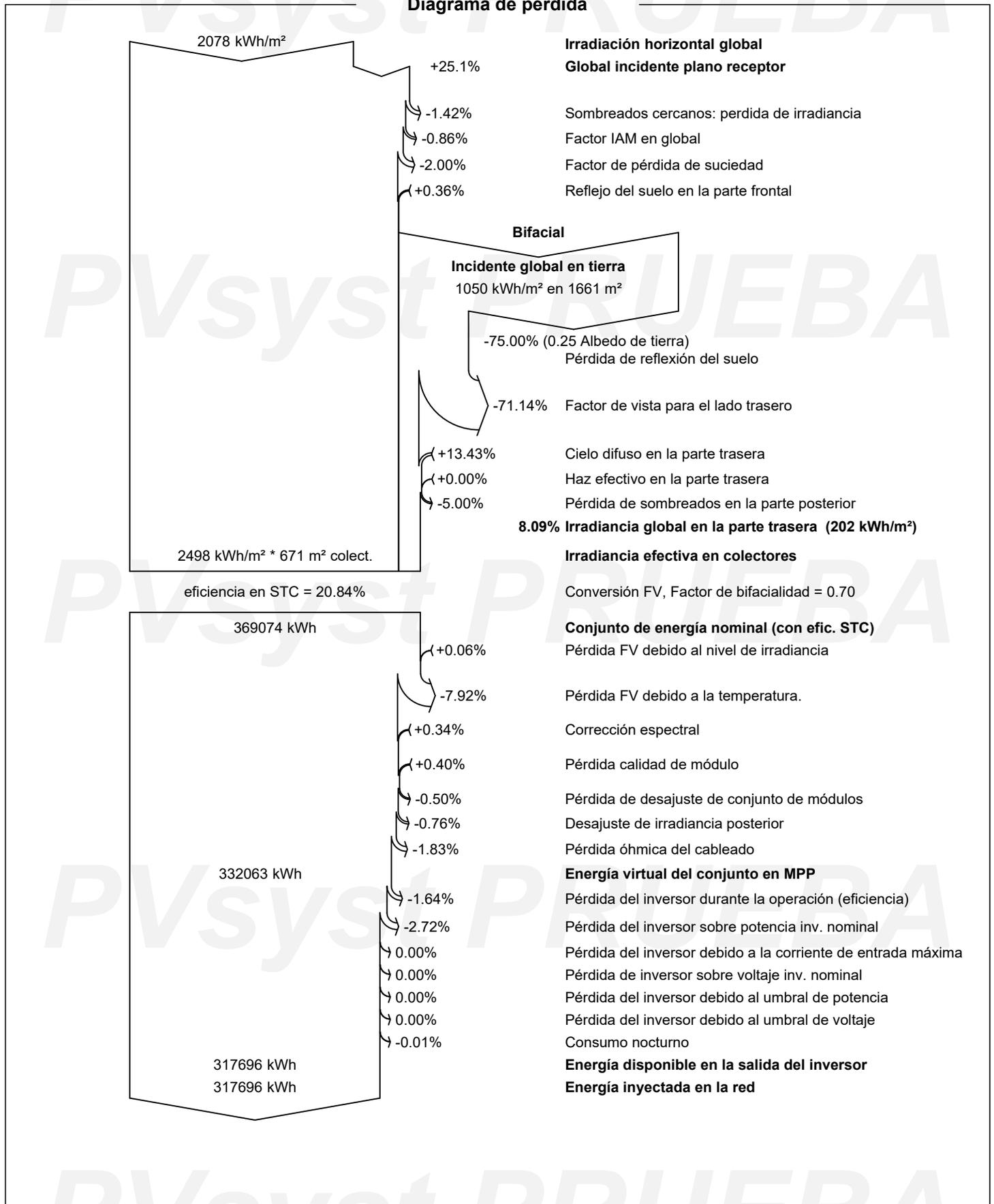
GlobHor	Irradiación horizontal global	EArray	Energía efectiva a la salida del conjunto
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	E_Grid	Energía inyectada en la red
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Proporción de rendimiento
GlobInc	Global incidente plano receptor		
GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados		



PVsyst V7.3.4

VC7, Fecha de simulación:  
14/05/23 17:00  
con v7.3.4

Diagrama de pérdida



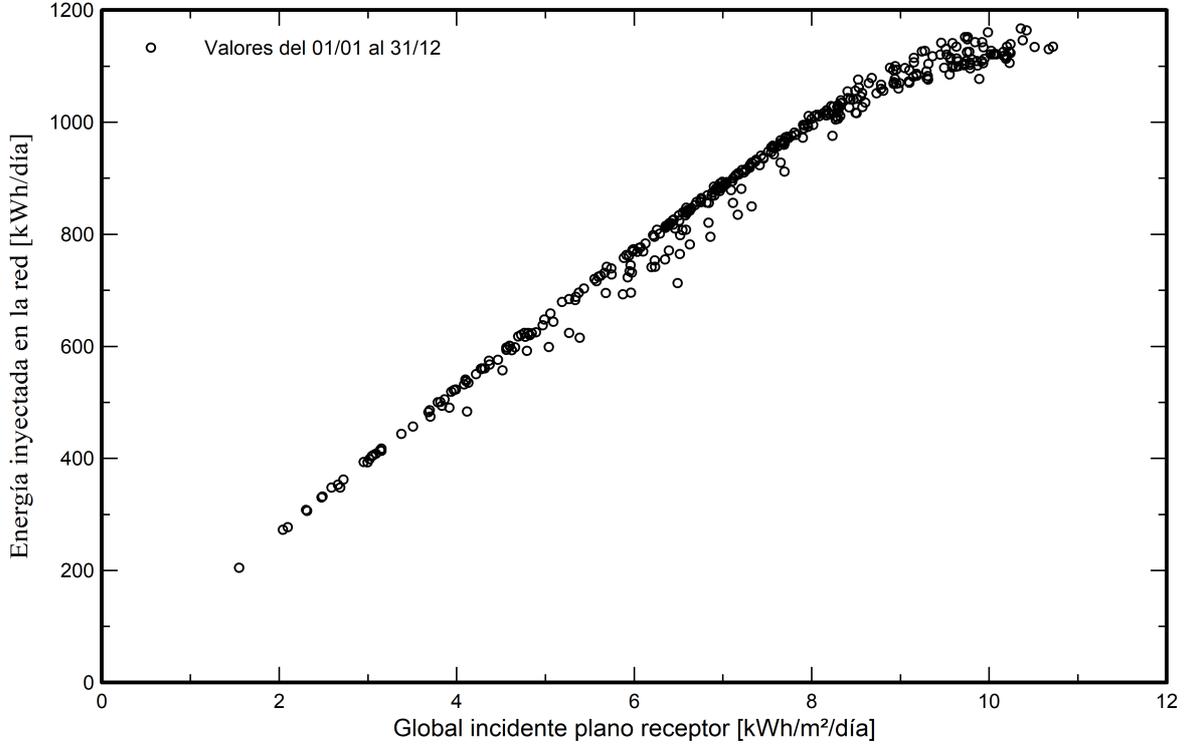


**PVsyst V7.3.4**

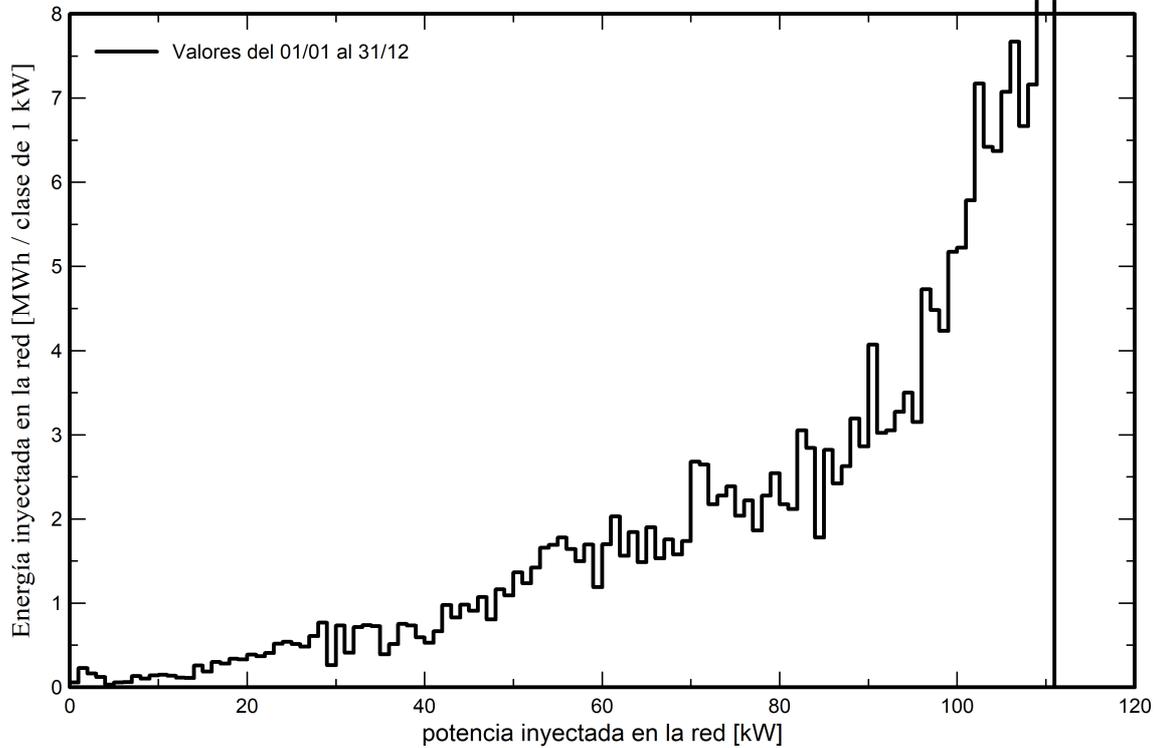
VC7, Fecha de simulación:  
14/05/23 17:00  
con v7.3.4

**Gráficos predefinidos**

**Diagrama entrada/salida diaria**



**Distribución de potencia de salida del sistema**





# HiKu7 Mono PERC

640 W ~ 665 W

CS7N-640 | 645 | 650 | 655 | 660 | 665MS

## MORE POWER



Module power up to 665 W  
Module efficiency up to 21.4 %



Up to 3.5 % lower LCOE  
Up to 5.7 % lower system cost



Comprehensive LID / LeTID mitigation technology, up to 50% lower degradation



Compatible with mainstream trackers, cost effective product for utility power plant



Better shading tolerance

## MORE RELIABLE



40 °C lower hot spot temperature, greatly reduce module failure rate



Minimizes micro-crack impacts



Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa\*



**Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship\***



**Linear Power Performance Warranty\***

**1<sup>st</sup> year power degradation no more than 2%  
Subsequent annual power degradation no more than 0.55%**

\*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

### MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES\*

ISO 9001:2015 / Quality management system  
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system  
ISO 45001: 2018 / International standards for occupational health & safety

### PRODUCT CERTIFICATES\*

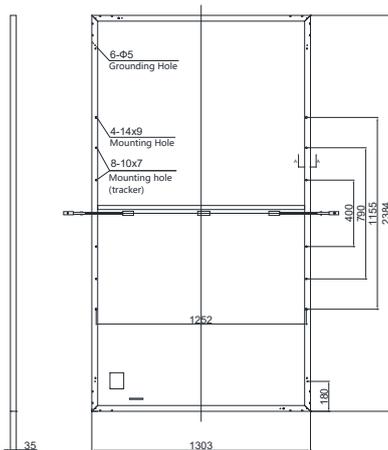
\* The specific certificates applicable to different module types and markets will vary, and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates available for your Product and applicable in the regions in which the products will be used.

**CSI Solar Co., Ltd.** is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. Canadian Solar was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey, and is a leading PV project developer and manufacturer of solar modules, with over 50 GW deployed around the world since 2001.

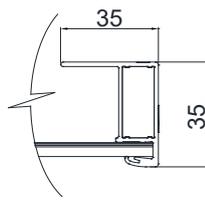
\* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

## ENGINEERING DRAWING (mm)

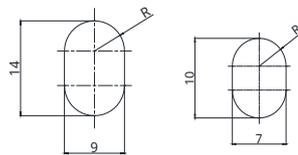
### Rear View



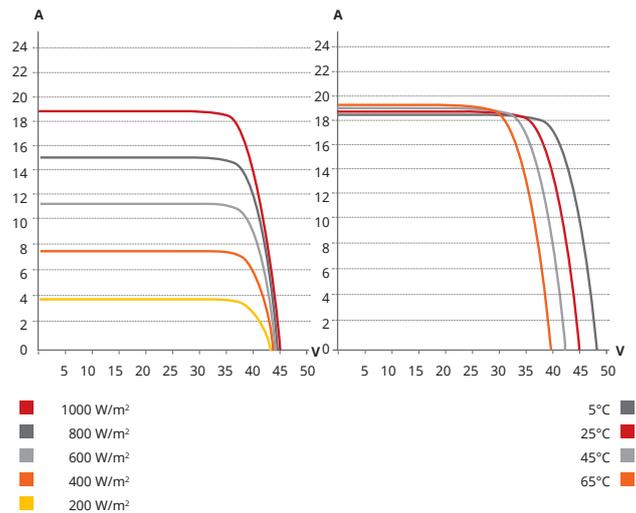
### Frame Cross Section A-A



### Mounting Hole



## CS7N-650MS / I-V CURVES



## ELECTRICAL DATA | STC\*

CS7N	640MS	645MS	650MS	655MS	660MS	665MS
Nominal Max. Power (Pmax)	640 W	645 W	650 W	655 W	660 W	665 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	37.5 V	37.7 V	37.9 V	38.1 V	38.3 V	38.5 V
Opt. Operating Current (Imp)	17.07 A	17.11 A	17.16 A	17.20 A	17.24 A	17.28 A
Open Circuit Voltage (Voc)	44.6 V	44.8 V	45.0 V	45.2 V	45.4 V	45.6 V
Short Circuit Current (Isc)	18.31 A	18.35 A	18.39 A	18.43 A	18.47 A	18.51 A
Module Efficiency	20.6%	20.8%	20.9%	21.1%	21.2%	21.4%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C					
Max. System Voltage	1500V (IEC) or 1000V (IEC)					
Module Fire Performance	CLASS C (IEC 61730)					
Max. Series Fuse Rating	30 A					
Application Classification	Class A					
Power Tolerance	0 ~ + 10 W					

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

## ELECTRICAL DATA | NMOT\*

CS7N	640MS	645MS	650MS	655MS	660MS	665MS
Nominal Max. Power (Pmax)	478 W	482 W	486 W	489 W	493 W	497 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	35.0 V	35.2 V	35.4 V	35.6 V	35.8 V	36.0 V
Opt. Operating Current (Imp)	13.66 A	13.70 A	13.73 A	13.75 A	13.78 A	13.81 A
Open Circuit Voltage (Voc)	42.0 V	42.2 V	42.4 V	42.6 V	42.8 V	43.0 V
Short Circuit Current (Isc)	14.77 A	14.80 A	14.84 A	14.87 A	14.90 A	14.93 A

\* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m<sup>2</sup>-spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

\* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.

Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

## MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	132 [2 x (11 x 6) ]
Dimensions	2384 x 1303 x 35 mm (93.9 x 51.3 x 1.38 in)
Weight	34.4 kg (75.8 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm <sup>2</sup> (IEC)
Cable Length (Including Connector)	460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) or customized length*
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	31 pieces
Per Container (40' HQ)	527 pieces

\* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

## TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C

## PARTNER SECTION



## CSI Solar Co., Ltd.

199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com



# BiHiKu7

BIFACIAL MONO PERC

635 W ~ 655 W

CS7N-635 | 640 | 645 | 650 | 655MB-AG



### MORE POWER

- Module power up to 655 W  
Module efficiency up to 21.1 %
- Up to 8.9 % lower LCOE  
Up to 4.6 % lower system cost
- Comprehensive LID / LeTID mitigation technology, up to 50% lower degradation
- Compatible with mainstream trackers, cost effective product for utility power plant
- Better shading tolerance

### MORE RELIABLE

- 40 °C lower hot spot temperature, greatly reduce module failure rate
- Minimizes micro-crack impacts
- Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa\*

**12 Years** Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship\*

**30 Years** Linear Power Performance Warranty\*

**1<sup>st</sup> year power degradation no more than 2%**  
**Subsequent annual power degradation no more than 0.45%**

\*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

### MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES\*

ISO 9001:2015 / Quality management system  
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system  
ISO 45001: 2018 / International standards for occupational health & safety

### PRODUCT CERTIFICATES\*

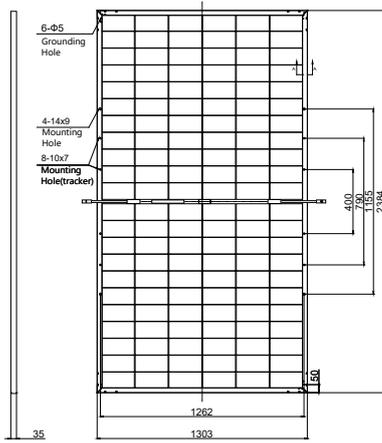
\* The specific certificates applicable to different module types and markets will vary, and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates available for your Product and applicable in the regions in which the products will be used.

**CSI Solar Co., Ltd.** is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. Canadian Solar was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey, and is a leading PV project developer and manufacturer of solar modules, with over 50 GW deployed around the world since 2001.

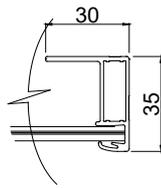
\* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

## ENGINEERING DRAWING (mm)

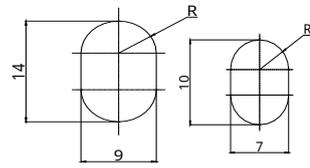
Rear View



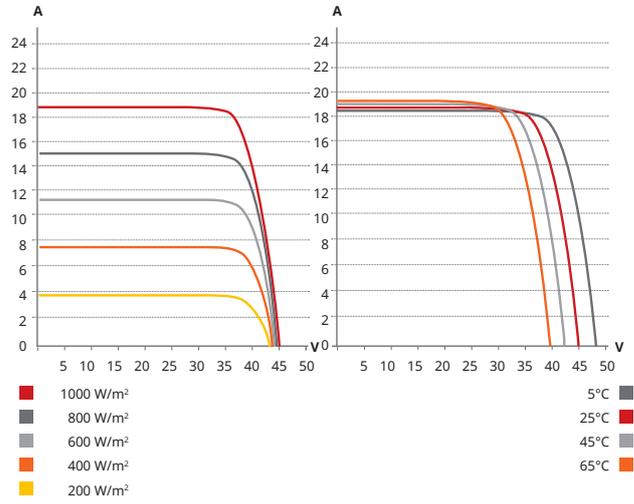
Frame Cross Section A-A



Mounting Hole



## CS7N-650MB-AG / I-V CURVES



## ELECTRICAL DATA | STC\*

	Nominal Max. Power (P <sub>max</sub> )	Opt. Operating Voltage (V <sub>mp</sub> )	Opt. Operating Current (I <sub>mp</sub> )	Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> )	Short Circuit Current (I <sub>sc</sub> )	Module Efficiency	
<b>CS7N-635MB-AG</b>	635 W	37.3 V	17.03 A	44.4 V	18.27 A	20.4%	
<b>Bifacial Gain**</b>	5%	667 W	37.3 V	17.89 A	44.4 V	19.18 A	21.5%
	10%	699 W	37.3 V	18.74 A	44.4 V	20.10 A	22.5%
	20%	762 W	37.3 V	20.44 A	44.4 V	21.92 A	24.5%
<b>CS7N-640MB-AG</b>	640 W	37.5 V	17.07 A	44.6 V	18.31 A	20.6%	
<b>Bifacial Gain**</b>	5%	672 W	37.5 V	17.92 A	44.6 V	19.23 A	21.6%
	10%	704 W	37.5 V	18.78 A	44.6 V	20.14 A	22.7%
	20%	768 W	37.5 V	20.48 A	44.6 V	21.97 A	24.7%
<b>CS7N-645MB-AG</b>	645 W	37.7 V	17.11 A	44.8 V	18.35 A	20.8%	
<b>Bifacial Gain**</b>	5%	677 W	37.7 V	17.97 A	44.8 V	19.27 A	21.8%
	10%	710 W	37.7 V	18.84 A	44.8 V	20.19 A	22.9%
	20%	774 W	37.7 V	20.53 A	44.8 V	22.02 A	24.9%
<b>CS7N-650MB-AG</b>	650 W	37.9 V	17.16 A	45.0 V	18.39 A	20.9%	
<b>Bifacial Gain**</b>	5%	683 W	37.9 V	18.03 A	45.0 V	19.31 A	22.0%
	10%	715 W	37.9 V	18.88 A	45.0 V	20.23 A	23.0%
	20%	780 W	37.9 V	20.59 A	45.0 V	22.07 A	25.1%
<b>CS7N-655MB-AG</b>	655 W	38.1 V	17.20 A	45.2 V	18.43 A	21.1%	
<b>Bifacial Gain**</b>	5%	688 W	38.1 V	18.06 A	45.2 V	19.35 A	22.1%
	10%	721 W	38.1 V	18.93 A	45.2 V	20.27 A	23.2%
	20%	786 W	38.1 V	20.64 A	45.2 V	22.12 A	25.3%

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

\*\* Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

## ELECTRICAL DATA

Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Max. System Voltage	1500 V (IEC) or 1000 V (IEC)
Module Fire Performance	CLASS C (IEC61730)
Max. Series Fuse Rating	35 A
Application Classification	Class A
Power Tolerance	0 ~ +10 W
Power Bifaciality*	70 %

\* Power Bifaciality =  $P_{max, rear} / P_{max, front}$ , both  $P_{max, rear}$  and  $P_{max, front}$  are tested under STC, Bifaciality Tolerance: ± 5 %

## ELECTRICAL DATA | NMOT\*

	Nominal Max. Power (P <sub>max</sub> )	Opt. Operating Voltage (V <sub>mp</sub> )	Opt. Operating Current (I <sub>mp</sub> )	Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> )	Short Circuit Current (I <sub>sc</sub> )
<b>CS7N-635MB-AG</b>	476 W	35.0 V	13.61 A	42.0 V	14.73 A
<b>CS7N-640MB-AG</b>	480 W	35.2 V	13.64 A	42.2 V	14.77 A
<b>CS7N-645MB-AG</b>	484 W	35.3 V	13.72 A	42.3 V	14.80 A
<b>CS7N-650MB-AG</b>	487 W	35.5 V	13.74 A	42.5 V	14.83 A
<b>CS7N-655MB-AG</b>	491 W	35.7 V	13.76 A	42.7 V	14.86 A

\* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m<sup>2</sup> spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

## MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	132 [2 x (11 x 6)]
Dimensions	2384 x 1303 x 35 mm (93.9 x 51.3 x 1.38 in)
Weight	37.9 kg (83.6 lbs)
Front / Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 diodes
Cable	4.0 mm <sup>2</sup> (IEC)
Cable Length (Including Connector)	460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) or customized length*
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	31 pieces
Per Container (40' HQ)	527 pieces

\* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

## TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (P <sub>max</sub> )	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (V <sub>oc</sub> )	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (I <sub>sc</sub> )	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

## PARTNER SECTION

\* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.

Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

## CSI Solar Co., Ltd.

199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

# STI-H250™

## Seguidor de un eje horizontal

### Ficha técnica

Dual Row - Descentralizado



Adaptación al terreno



Carga de viento



Carga de nieve



Carga de sismo



Sin engrase & mínimo mantenimiento



Túnel de viento



Test Dinámico



10 años



Patentado

## Diseño

- Accionamiento rotativo electromecánico irreversible con motor reductor de alta eficiencia de únicamente 100W de potencia.
- Self power con panel PV externo, alimentado desde la red.
- Amplio recorrido de giro:  $110^\circ (\pm 55^\circ)$ .
- Tolerancia a las pendientes elevadas.
- Gran adaptación a terrenos irregulares.
- Disponibilidad superior al 99,9%.
- Compatible con diferentes soluciones de cimentación: hinca metálica, pre-taladros, micropilotes, zapatas.
- Compatible con todo tipo de paneles (con marco, glass-glass, thin-film, bifacial).

## Operación y Mantenimiento

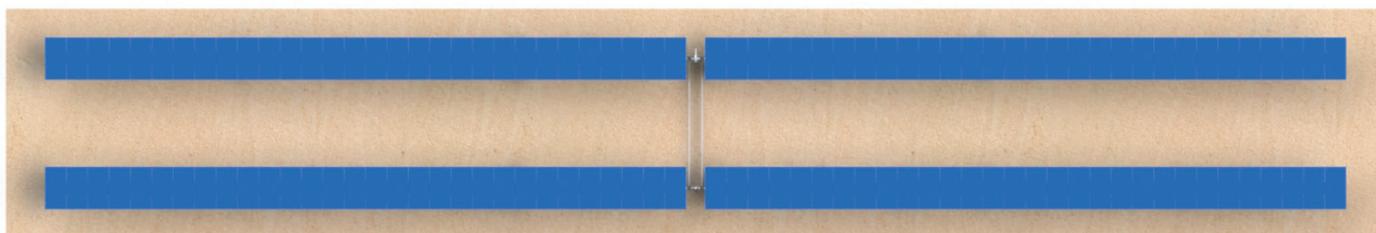
- Acceso libre para limpieza de paneles.
- Mínima inversión en labores de O&M gracias al reducido número de componentes, la sencillez y robustez del sistema.
- Mantenimiento mínimo.
- Elementos de rotación libres de lubricación.

## Sistema de control

- Alta fiabilidad de operación.
- Gestión de alarma completamente configurable por el cliente.
- Algoritmo de Backtracking personalizado a cada seguidor solar STI-H250™, evitando sombras y aumentando la producción.
- Fácil integración en el sistema de comunicaciones y SCADA de la planta gracias al Modbus TCP / IP standard.
- Sistema de comunicación Wireless Zigbee®.
- Monitorización remota y mantenimiento predictivo (evita paradas y aumenta la disponibilidad).
- Rápida puesta en marcha & herramientas de backtracking.

## Montaje

- Mínimo tiempo de instalación, rápido y simple.
- Altas tolerancias al error de posicionamiento de cimentación, tanto en los tres ejes (X,Y,Z) como al giro en los ejes Y y Z.
- Altura baja del panel para un fácil montaje.
- Conexiones 100% atornilladas. Sin perforación, corte o soldadura en el sitio.



## CARACTERÍSTICAS GENERALES

Tipo de seguidor	Seguidor de un eje horizontal (HSAT). Descentralizado. DUAL-ROW
Ratio de cobertura en el suelo (GCR)	Configurable según proyecto, standard 33%
Área de seguidor	Aprox. 250 m <sup>2</sup>

## DIMENSIONES (seguidor ESTÁNDAR con módulos de 72 cél. y 1/GCR = 3)\*

Módulos por viga de torsión	60
Número de filas	2
Potencia pico instalada (con módulo de 350Wp)	42 Kwp
Número de postes por seguidor	19
Altura de módulo. Seguidor en posición horizontal 0°	Aprox. 1.35m
Altura de módulo. Seguidor en posición de 55°	Aprox. 2.25m

## ACCIONAMIENTO DE GIRO

Tipo de accionamiento	Actuador Electromecánico rotativo
Alimentación conjunto de accionamiento	LiFe P04 Batería o alimentado desde la red
Consumo eléctrico conjunto de accionamiento	< 0.45Kwh/day
Potencia motor	100W / 24VDC self-powered

## ESPECIFICACIONES MECÁNICAS

Rango de giro	110° (+/-55°)
V max. viento (en posición horizontal)	140km/h (*)
Estructura	Acero Galvanizado en caliente S235, S275, S355, S350GD ZM310 o equivalente
Normativa	Grounding bonding UL2703/Diseño estructural ASCE7-10 o Eurocódigo
Topografía	15% N-S / 10% E-O en el mismo seguidor Sin Límites E-O en seguidores diferentes (Validar para valores más altos)

## SISTEMA DE CONTROL

Control de seguimiento	NREL SOLPOS algoritmo astronómico con PLC (Exactitud ±0.01°)
Gestión de sombras	Algoritmo Backtracking personalizado
Gestión de viento	Gestión de abanderamiento personalizable
Estándar de comunicaciones	Modbus RS485 or Modbus Wireless option (Zigbee®)

## MANTENIMIENTO

Mantenimiento	Mínimo (Revisión anual)
---------------	-------------------------

## GARANTÍA

Estructural / Accionamiento y motores	10 años estructural / 5 años Accionamiento y Motores
---------------------------------------	--

(\*) Configurable según proyecto. Disponibles otras opciones.

# MV POWER STATION

4400 / 4950 / 5000 / 5500 / 5800 / 6000



MVPS 4400-20 / MVPS 4950-20 / MVPS 5000-20 / MVPS 5500-20 / MVPS 5800-20 / MVPS 6000-20



## Robust

- Station and all individual components type-tested
- Optimally suited to extreme ambient conditions

## Easy to Use

- Plug and play concept
- Walk-in control rooms
- Completely pre-assembled for easy set-up and commissioning

## Cost-Effective

- Easy planning and installation
- Low transport costs due to 40-foot container

## Flexible

- Global solution for international markets
- Numerous options
- Compatible with MVPS 2200 – MVPS 3000

## MV POWER STATION 4400 / 4950 / 5000 / 5500 / 5800 / 6000

Turnkey Solution for PV Power Plants

With the double power of the new robust central inverters, the Sunny Central or Sunny Central Storage, and with perfectly adapted medium-voltage components, the new MV Power Station offers even more power density and is a turnkey solution available worldwide. The solution is the ideal choice for new generation PV power plants operating at 1500 V<sub>DC</sub>. Delivered pre-configured in a 40-foot container, the solution is easy to transport and quick to assemble and commission. The MVPS and all components are type-tested. The MV Power Station combines rigorous plant safety with maximum energy yield and minimized deployment and operating risk.

# MV POWER STATION

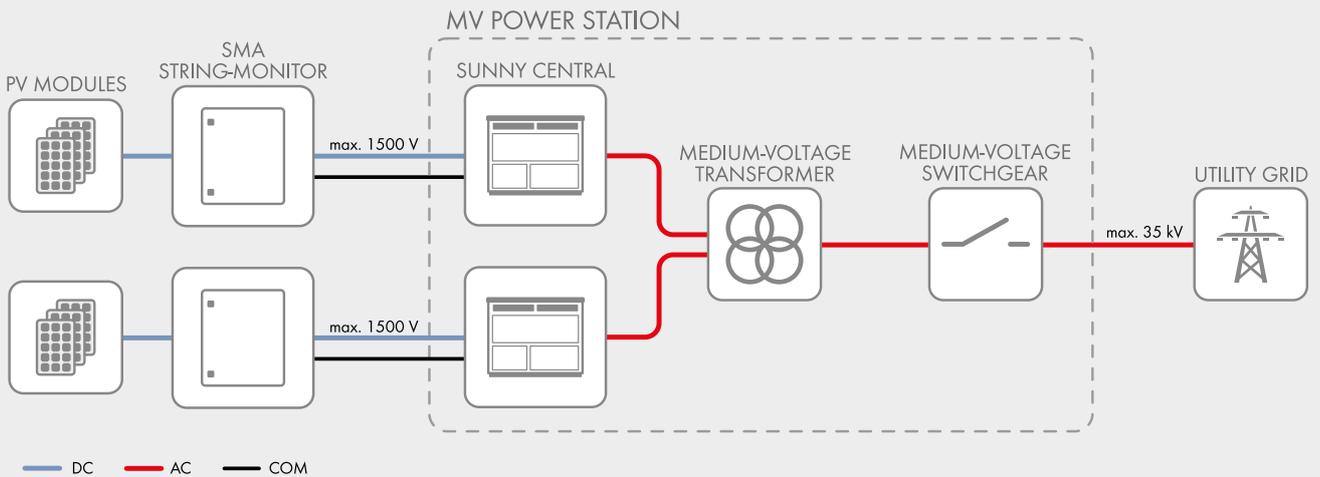
## 4400 / 4950 / 5000 / 5500 / 5800 / 6000

Technical Data	MV Power Station 4400	MV Power Station 4950
<b>Input (DC)</b>		
Available inverters	2 x SC 2200 or 2 x SCS 2200	2 x SC 2475 or 2 x SCS 2475
Max. input voltage	1100 V	1100 V
Max. input current	2 x 3960 A	2 x 3960 A
Number of DC inputs	2 x 24 double pole fused (2 x 32 single pole fused)	
Integrated zone monitoring	○	○
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
<b>Output (AC) on the medium-voltage side</b>		
Standard power at 1000 m and $\cos \varphi = 1$ (at -25°C to 35°C / at 40°C / at 45°C) <sup>1)</sup>	4400 kVA / 4000 kVA / 0 kVA	4950 kVA / 4500 kVA / 0 kVA
Optionale power at 1000 m and $\cos \varphi = 1$ (at -25°C to 35°C / at 50°C / at 55°C) <sup>1)</sup>	4400 kVA / 4000 kVA / 0 kVA	4950 kVA / 4500 kVA / 0 kVA
Typical nominal AC voltages	11 kV to 35 kV	11 kV to 35 kV
AC power frequency	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Transformer vector group Dy11y11 / YNd11d11	● / ○	● / ○
Transformer cooling methods ONAF <sup>2)</sup> / KNAF <sup>2)</sup>	● / ○	● / ○
Max. output current at 33 kV	78 A	87 A
Transformer no-load losses Standard / Ecodesign at 33 kV	3.9 kW / 2.8 kW	4.0 kW / 3.1 kW
Transformer short-circuit losses Standard / Ecodesign at 33 kV	37.5 kW / 37.5 kW	37.5 kW / 37.5 kW
Max. total harmonic distortion	< 3%	< 3%
Reactive power feed-in	○ up to 60% of AC power	○ up to 60% of AC power
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
<b>Inverter efficiency</b>		
Max. efficiency <sup>3)</sup>	98.6%	98.6%
European efficiency <sup>3)</sup>	98.4%	98.4%
CEC weighted efficiency <sup>4)</sup>	98.0%	98.0%
<b>Protective devices</b>		
Input-side disconnection point	DC load-break switch	DC load-break switch
Output-side disconnection point	Medium-voltage vacuum circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester type I	Surge arrester type I
Galvanic isolation	●	●
Internal arc classification medium-voltage control room (according to IEC 62271-202)	IAC A 20 kA 1 s	IAC A 20kA 1s
<b>General Data</b>		
Dimensions of the 40-foot High Cube ISO container (W / H / D) <sup>5)</sup>	12192 mm / 2896 mm / 2438 mm	12192 mm / 2896 mm / 2438 mm
Weight	< 26 t	< 26 t
Self-consumption (max. / partial load / average) <sup>1)</sup>	< 16.2 kW / < 3.6 kW / < 4.0 kW	< 16.2 kW / < 3.6 kW / < 4.0 kW
Self-consumption (stand-by) <sup>1)</sup>	< 600 W	< 600 W
Degree of protection according to IEC 60529	Control rooms IP23D, inverter electronics IP65	
Environment: standard / chemically active / dusty	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Degree of protection according to IEC 60721-3-4 (4C1, 4S2 / 4C2, 4S2 / 4C2, 4S4)	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Maximum permissible value for relative humidity	15% to 95%	15% to 95%
Max. operating altitude above mean sea level 1000 m / 2000 m / 3000 m / 4000	● / ○ / ○ / ○ (earlier temperature-dependent de-rating)	
Fresh air consumption of inverter and transformer	20000 m <sup>3</sup> /h	20000 m <sup>3</sup> /h
<b>Features</b>		
DC terminal	Terminal lug	Terminal lug
AC connection	Outer-cone angle plug	Outer-cone angle plug
Tap changer for MV-transformer: without / with	● / ○	● / ○
Shield winding for MV-Transformer: without / with	● / ○	● / ○
Communication package	○	○
Station enclosure color	RAL 7004	RAL 7004
Transformer for external loads: without / 30 kVA / 40 kVA / 50 kVA / 60 kVA	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
Medium-voltage switchgear: without / 2 feeders / 3 feeders	● / ○ / ○	● / ○ / ○
1 or 2 cable feeders with load-break switch, 1 transformer feeder with circuit breaker, internal arc classification IAC A FL 20 kA 1 s according to IEC 62271-200		
Accessories for medium-voltage switchgear: without / auxiliary contacts / motor for transformer feeder / cascade control / monitoring	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
Oil containment: without / with (integrated)	● / ○	● / ○
Industry standards (for other standards see the inverter datasheet)	IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076 , CSC - Zertifikat, EN 50588-1	
● Standard features ○ Optional features – Not available		
Type designation	MVPS-4400-20	MVPS-4950-20

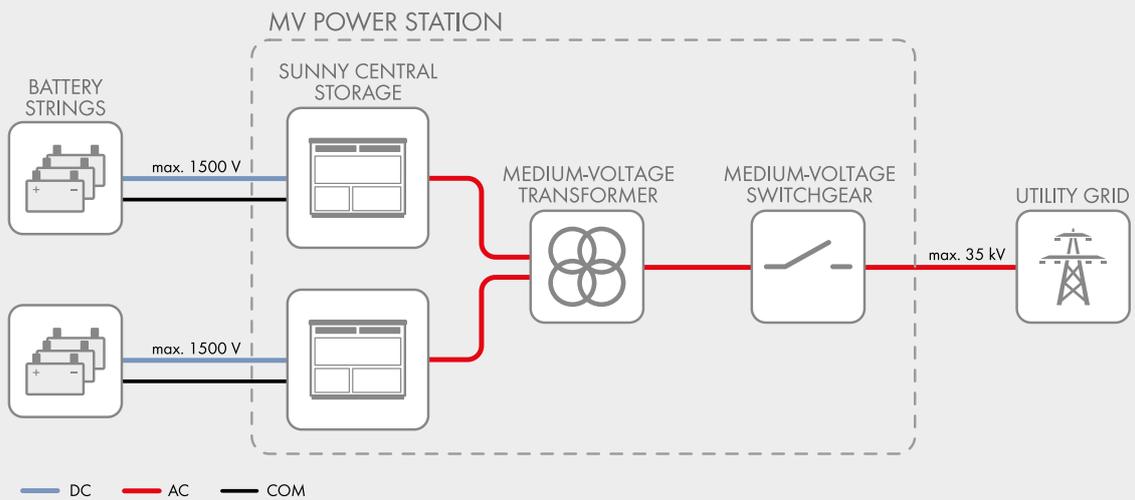
- 1) Data based on SC inverter. More details can be found in the datasheets of the inverters.
- 2) ONAF = Mineral oil with forced air cooling; KNAF = Organic oil with forced air cooling
- 3) Efficiency measured at inverter without internal power supply
- 4) Efficiency measured at inverter with internal power supply
- 5) Transport dimensions

MV Power Station 5000	MV Power Station 5500	MV Power Station 5800	MV Power Station 6000
2 x SC 2500-EV or 2 x SCS 2500-EV	2 x SC 2750-EV or 2 x SCS 2750-EV	2 x SCS 2900	2 x SC 3000-EV or 2 x SCS 3000-EV
1500 V	1500 V	1000 V	1500 V
2 x 3200 A	2 x 3200 A	2 x 3960 A	2 x 3200 A
	2 x 24 double pole fused (2 x 32 single pole fused)		
○	○	○	○
	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A		
5000 kVA / 4500 kVA / 0 kVA	5500 kVA / 5000 kVA / 0 kVA	5880 kVA / 5340 kVA / 0 kVA	6000 kVA / 5400 kVA / 0 kVA
5000 kVA / 4500 kVA / 0 kVA	5500 kVA / 5000 kVA / 0 kVA	5880 kVA / 5340 kVA / 0 kVA	6000 kVA / 5400 kVA / 0 kVA
11 kV to 35 kV	11 kV to 35 kV	11 kV to 35 kV	11 kV to 35 kV
50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
● / ○	● / ○	● / ○	● / ○
● / ○	● / ○	● / ○	● / ○
88 A	97 A	102 A	105 A
4.0 kW / 3.1 kW	4.0 kW / 3.1 kW	4.3 kW / 3.2 kW	4.5 kW / 3.2 kW
37.5 kW / 37.5 kW	40.0 kW / 40.0 kW	42.0 kW / 42.0 kW	45.5 kW / 45.5 kW
< 3%	< 3%	< 3%	< 3%
○ up to 60% of AC power	○ up to 60% of AC power	○ up to 60% of AC power	○ up to 60% of AC power
1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited
98.6%	98.7%	98.6%	98.8%
98.3%	98.6%	98.4%	98.6%
98.0%	98.5%	98.0%	98.5%
DC load-break switch	DC load-break switch	DC load-break switch	DC load-break switch
Medium-voltage vacuum circuit breaker	Medium-voltage vacuum circuit breaker	Medium-voltage vacuum circuit breaker	Medium-voltage vacuum circuit breaker
Surge arrester type I	Surge arrester type I	Surge arrester type I	Surge arrester type I
●	●	●	●
IAC A 20kA 1s	IAC A 20kA 1s	IAC A 20kA 1s	IAC A 20kA 1s
12192 mm / 2896 mm / 2438 mm	12192 mm / 2896 mm / 2438 mm	12192 mm / 2896 mm / 2438 mm	12192 mm / 2896 mm / 2438 mm
< 26 t	< 26 t	< 26 t	< 26 t
< 16.2 kW / < 3.6 kW / < 4.0 kW	< 16.2 kW / < 3.6 kW / < 4.0 kW	< 16.2 kW / < 3.6 kW / < 4.0 kW	< 16.2 kW / < 3.6 kW / < 4.0 kW
< 740 W	< 740 W	< 600 W	< 740 W
	Control rooms IP23D, inverter electronics IP65		
● / ○ / ○	● / ○ / ○	● / ○ / ○	● / ○ / ○
● / ○ / ○	● / ○ / ○	● / ○ / ○	● / ○ / ○
15% to 95%	15% to 95%	15% to 95%	15% to 95%
	● / ○ / ○ / - (earlier temperature-dependent de-rating		
20000 m³/h	20000 m³/h	20000 m³/h	20000 m³/h
Terminal lug	Terminal lug	Terminal lug	Terminal lug
Outer-cone angle plug	Outer-cone angle plug	Outer-cone angle plug	Outer-cone angle plug
● / ○	● / ○	● / ○	● / ○
● / ○	● / ○	● / ○	● / ○
○	○	○	○
RAL 7004	RAL 7004	RAL 7004	RAL 7004
● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
● / ○ / ○	● / ○ / ○	● / ○ / ○	● / ○ / ○
● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
● / ○	● / ○	● / ○	● / ○
	IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076 , CSC - Zertifikat, EN 50588-1		
MVPS-5000-20	MVPS-5500-20	MVPS-5800-20	MVPS-6000-20

### System diagram with Sunny Central



### System diagram with Sunny Central Storage



# SUNNY CENTRAL

## 2200 / 2475 / 2500-EV / 2750-EV / 3000-EV



SC-2200-10 / SC-2475-10 / SC-2500-EV-10 / SC-2750-EV-10 / SC-3000-EV-10



Optional now with  
DC Coupled Storage Systems  
for 1500V devices

Full power up to 35 °C

### Efficient

- Up to 4 inverters can be transported in one standard shipping container
- Overdimensioning up to 225% is possible
- Full power at ambient temperatures of up to 35 °C

### Robust

- Intelligent air cooling system OptiCool for efficient cooling
- Suitable for outdoor use in all climatic ambient conditions worldwide

### Flexible

- Conforms to all known grid requirements worldwide
- Q on demand
- Available as a single device or turnkey solution, including medium-voltage block

### Easy to Use

- Improved DC connection area
- Connection area for customer equipment
- Integrated voltage support for internal and external loads

## SUNNY CENTRAL 2200 / 2475 / 2500-EV / 2750-EV / 3000-EV

The new Sunny Central: more power per cubic meter

With an output of up to 3000 kVA and system voltages of 1100 V DC or 1500 V DC, the SMA central inverter allows for more efficient system design and a reduction in specific costs for PV power plants. A separate voltage supply and additional space are available for the installation of customer equipment. True 1500 V technology and the intelligent cooling system OptiCool ensure smooth operation even in extreme ambient temperature as well as a long service life of 25 years.

# SUNNY CENTRAL 1000 V

Technical Data	Sunny Central 2200	Sunny Central 2475
<b>Input (DC)</b>		
MPP voltage range $V_{DC}$ (at 25 °C / at 35 °C / at 50 °C)	570 to 950 V / 800 V / 800 V	638 V to 950 V / 800 V / 800 V
Min. input voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, Start}$	545 V / 645 V	614 V / 714 V
Max. input voltage $V_{DC, max}$	1100 V	1100 V
Max. input current $I_{DC, max}$ (at 35 °C / at 50 °C)	3960 A / 3600 A	3960 A / 3600 A
Max. short-circuit current $I_{DC, sc}$	6400 A	6400 A
Number of DC inputs	24 double pole fused (32 single pole fused)	
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm <sup>2</sup>	
Integrated zone monitoring	○	
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
<b>Output (AC)</b>		
Nominal AC power at $\cos \varphi = 1$ (at 35 °C / at 50 °C)	2200 kVA / 2000 kVA	2475 kVA / 2250 kVA
Nominal AC power at $\cos \varphi = 0.8$ (at 35 °C / at 50 °C)	1760 kW / 1600 kW	1980 kW / 1800 kW
Nominal AC current $I_{AC, nom}$ = Max. output current $I_{AC, max}$	3300 A	3300 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	< 3% at nominal power
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range <sup>1) 8)</sup>	385 V / 308 V to 462 V	434 V / 347 V to 521 V
AC power frequency / range	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals <sup>9)</sup>	> 2	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable <sup>8) 10)</sup>	● 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited ○ 1 / 0.0 overexcited to 0.0 underexcited	
<b>Efficiency</b>		
Max. efficiency <sup>2)</sup> / European efficiency <sup>2)</sup> / CEC efficiency <sup>3)</sup>	98.6% / 98.4% / 98.0%	98.6% / 98.4% / 98.0%
<b>Protective Devices</b>		
Input-side disconnection point	DC load break switch	
Output-side disconnection point	AC circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I	
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I	
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III	
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	○ / ○	
Insulation monitoring	○	
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)	IP65 / IP34 / IP34	
<b>General Data</b>		
Dimensions (W / H / D)	2780 / 2318 / 1588 mm (109.4 / 91.3 / 62.5 inch)	
Weight	< 3400 kg / < 7496 lb	
Self-consumption (max. <sup>4)</sup> / partial load <sup>5)</sup> / average <sup>6)</sup>	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Self-consumption (standby)	< 300 W	
Internal auxiliary power supply	Integrated 8.4 kVA transformer	
Operating temperature range <sup>8)</sup>	-25 °C to 60 °C / -13 °F to 140 °F	
Noise emission <sup>7)</sup>	64.7 dB(A)	
Temperature range (standby)	-40 °C to 60 °C / -40 °F to 140 °F	
Temperature range (storage)	-40 °C to 70 °C / -40 °F to 158 °F	
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month/year) / 0% to 95%	
Maximum operating altitude above MSL <sup>8)</sup> 1000 m / 2000 m <sup>11)</sup> / 3000 m <sup>11)</sup> / 4000 m <sup>11)</sup>	● / ○ / ○ / ○	
Fresh air consumption	6500 m <sup>3</sup> /h	
<b>Features</b>		
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)	
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)	
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Communication with SMA string monitor (transmission medium)	Modbus TCP / Ethernet (FO MM, Cat-5)	
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004	
Supply transformer for external loads	○ (2.5 kVA)	
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, BDEW-MSRL, IEEE1547, UL 840 Cat. IV, Arrêté du 23/04/08	
EMC standards	IEC / EN 61000-6-4, IEC / EN 61000-6-2, EN 55022, IEC 62920, FCC Part 15 Class A, Cisp11, DIN EN55011:2017	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
● Standard features ○ Optional		
Type designation	SC-2200-10	SC-2475-10

1) At nominal AC voltage, nominal AC power decreases in the same proportion

2) Efficiency measured without internal power supply

3) Efficiency measured with internal power supply

4) Self-consumption at rated operation

5) Self-consumption at < 75% Pn at 25 °C

6) Self-consumption averaged out from 5% to 100% Pn at 25 °C

7) Sound pressure level at a distance of 10 m

8) Values apply only to inverters. Permissible values for SMA MV solutions from SMA can be found in the corresponding data sheets.

9) A short-circuit ratio of < 2 requires a special approval from SMA

10) Depending on the DC voltage

11) Earlier temperature-dependent de-rating and reduction of DC open-circuit voltage

# SUNNY CENTRAL 1500 V

Technical Data	Sunny Central 2500-EV	Sunny Central 2750-EV	Sunny Central 3000-EV
<b>Input (DC)</b>			
MPP voltage range $V_{DC}$ (at 25°C / at 35°C / at 50°C)	850 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V	875 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V	956 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V
Min. input voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, Start}$	778 V / 928 V	849 V / 999 V	927 V / 1077 V
Max. input voltage $V_{DC, max}$	1500 V	1500 V	1500 V
Max. input current $I_{DC, max}$ (at 35°C / at 50°C)	3200 A / 2956 A	3200 A / 2956 A	3200 A / 2970 A
Max. short-circuit current rating	6400 A	6400 A	6400 A
Number of DC inputs	24 double pole fused (32 single pole fused) for PV		
Number of DC inputs with optional DC coupled storage	18 double pole fused (36 single pole fused) for PV and 6 double pole fused for batteries		
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm <sup>2</sup>		
Integrated zone monitoring	○		
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A		
<b>Output (AC)</b>			
Nominal AC power at $\cos \varphi = 1$ (at 35°C / at 50°C)	2500 kVA / 2250 kVA	2750 kVA / 2500 kVA	3000 kVA / 2700 kVA
Nominal AC power at $\cos \varphi = 0.8$ (at 35°C / at 50°C)	2000 kW / 1800 kW	2200 kW / 2000 kW	2400 kW / 2160 kW
Nominal AC current $I_{AC, nom} = \text{Max. output current } I_{AC, max}$	2624 A	2646 A	2646 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	< 3% at nominal power	< 3% at nominal power
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range <sup>1)8)</sup>	550 V / 440 V to 660 V	600 V / 480 V to 720 V	655 V / 524 V to 721 V <sup>9)</sup>
AC power frequency	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz		
Min. short-circuit ratio at the AC terminals <sup>10)</sup>	> 2		
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable <sup>8)11)</sup>	● 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited ○ 1 / 0.0 overexcited to 0.0 underexcited		
<b>Efficiency</b>			
Max. efficiency <sup>2)</sup> / European efficiency <sup>2)</sup> / CEC efficiency <sup>3)</sup>	98.6% / 98.3% / 98.0%	98.7% / 98.5% / 98.5%	98.8% / 98.6% / 98.5%
<b>Protective Devices</b>			
Input-side disconnection point	DC load-break switch		
Output-side disconnection point	AC circuit breaker		
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I & II		
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I & II		
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III		
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	○ / ○		
Insulation monitoring	○		
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)	IP65 / IP34 / IP34		
<b>General Data</b>			
Dimensions (W / H / D)	2780 / 2318 / 1588 mm (109.4 / 91.3 / 62.5 inch)		
Weight	< 3400 kg / < 7496 lb		
Self-consumption (max. <sup>4)</sup> / partial load <sup>5)</sup> / average <sup>6)</sup>	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W		
Self-consumption (standby)	< 370 W		
Internal auxiliary power supply	Integrated 8.4 kVA transformer		
Operating temperature range <sup>8)</sup>	-25 to 60°C / -13 to 140°F		
Noise emission <sup>7)</sup>	67.8 dB(A)		
Temperature range (standby)	-40 to 60°C / -40 to 140°F		
Temperature range (storage)	-40 to 70°C / -40 to 158°F		
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month / year) / 0% to 95%		
Maximum operating altitude above MSL <sup>8)</sup> 1000 m / 2000 m <sup>12)</sup> / 3000 m <sup>12)</sup>	● / ○ / -	● / ○ / -	● / ○ / -
Fresh air consumption	6500 m <sup>3</sup> /h		
<b>Features</b>			
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)		
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)		
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave		
Communication with SMA string monitor (transmission medium)	Modbus TCP / Ethernet (FO MM, Cat-5)		
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004		
Supply transformer for external loads	○ (2.5 kVA)		
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, BDEW-MSRL, IEEI1547, Arrêté du 23/04/08		
EMC standards	CISPR 11, CISPR 22, EN55011:2017, EN 55022, IEC/EN 61000-6-4, IEC/EN 61000-6-2, IEC 62920, FCC Part 15 Class A	CISPR 11, CISPR 22, EN55011:2017, EN 55022, IEC 62920, FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001		
● Standard features ○ Optional – not available			
Type designation	SC-2500-EV-10	SC-2750-EV-10	SC-3000-EV-10

1) At nominal AC voltage, nominal AC power decreases in the same proportion

2) Efficiency measured without internal power supply

3) Efficiency measured with internal power supply

4) Self-consumption at rated operation

5) Self-consumption at < 75% Pn at 25°C

6) Self-consumption averaged out from 5% to 100% Pn at 35°C

7) Sound pressure level at a distance of 10 m

8) Values apply only to inverters. Permissible values for SMA MV solutions from SMA can be found in the corresponding data sheets.

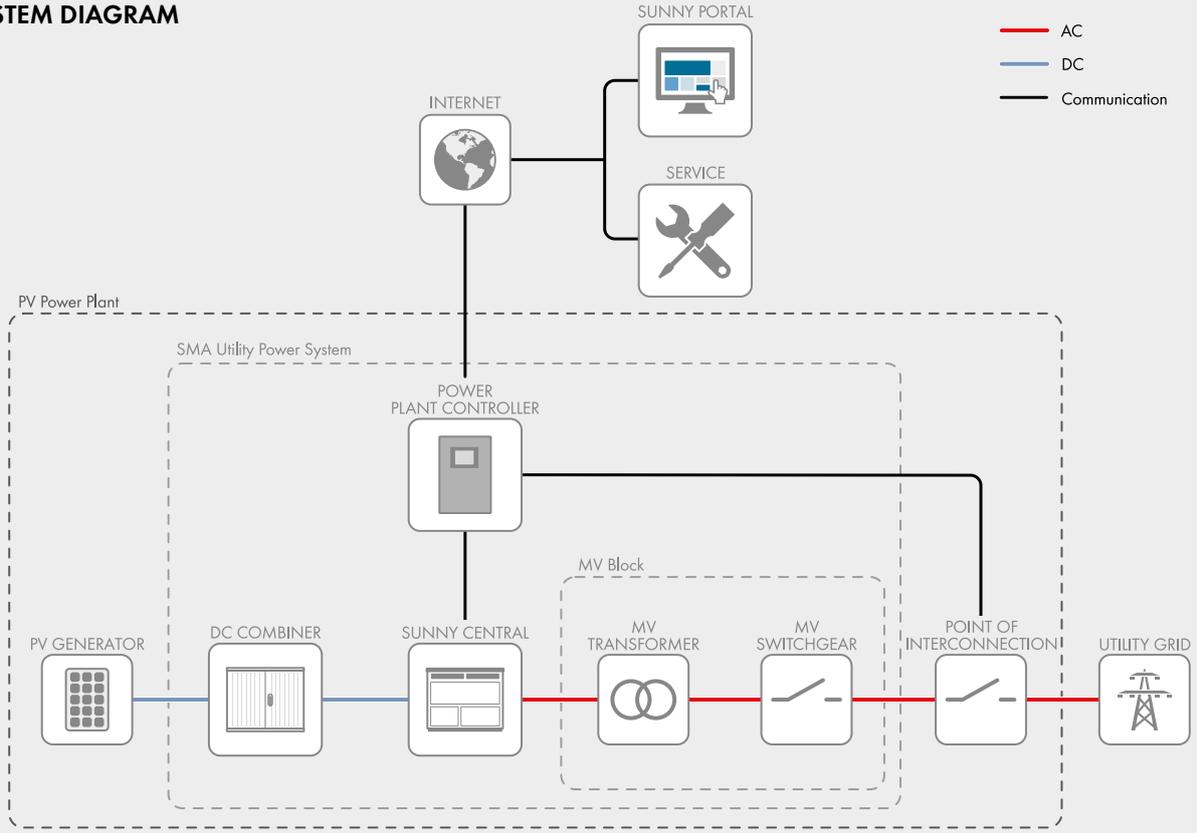
9) AC voltage range can be extended to 753V for 50Hz grids only (option „Aux power supply: external“ must be selected, option “housekeeping” not combinable).

10) A short-circuit ratio of < 2 requires a special approval from SMA

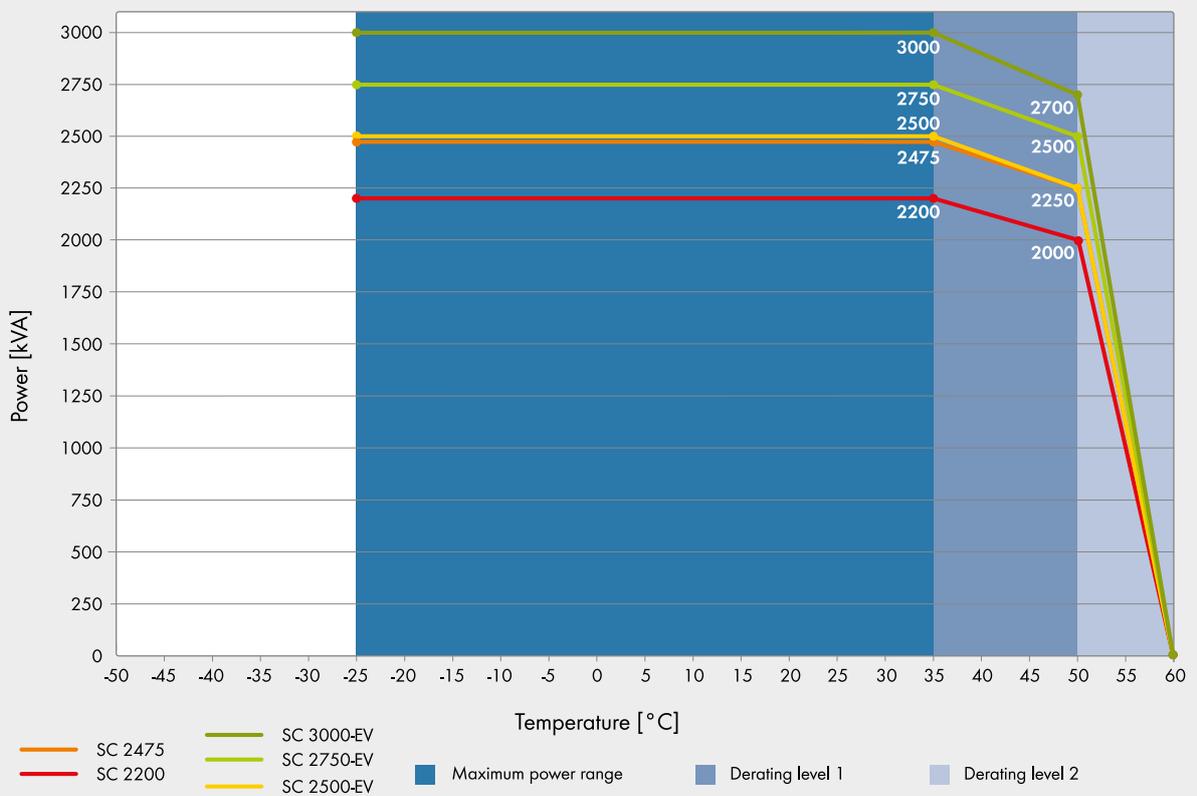
11) Depending on the DC voltage

12) Available as a special version, earlier temperature-dependent de-rating and reduction of DC open-circuit voltage

# SYSTEM DIAGRAM



# TEMPERATURE BEHAVIOR (at $\cos \phi = 1$ and installation altitudes of up to 1,000 m\*)



\*) For the temperature behavior for installations at above 1,000 m see the Technical Information document.

# String Optimizer

# V1500-32-24 Series

Vxxx-32-24 Models		V1200	V1225	V1250	V1275	V1300	V1325	V1350
<b>Electrical</b>								
<b>Input</b>								
Maximum voltage per input	V	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
Maximum current (Imp) per input	A	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2
Maximum short-circuit current (Isc) per input	A	21.2	21.2	21.2	21.2	21.2	21.2	21.2
MPP tracking voltage range	V	300 - 1140	300 - 1165	300 - 1190	300 - 1215	300 - 1240	300 - 1265	300 - 1290
Startup voltage per input	V	390	390	390	390	390	390	390
Number of inputs		2	2	2	2	2	2	2
<b>Output</b>								
Output voltage range	V	0 - 1200	0 - 1225	0 - 1250	0 - 1275	0 - 1300	0 - 1325	0 - 1350
Output voltage at full power	V	1140	1165	1190	1215	1240	1265	1290
Output voltage at zero power	V	1200	1225	1250	1275	1300	1325	1350
Maximum output current	A	24	24	24	24	24	24	24
Maximum continuous output power	kWdc	27.2	27.8	28.4	29.0	29.6	30.2	30.8
Efficiency (max / CEC / Euro)	%	99.5 / 99.4 / 99.3						
<b>Mechanical</b>								
Input & output connector	MC4-Evo 2							
Dimensions	18.35" x 8.66" x 3.94" (466.1 mm x 220 mm x 100 mm)							
Weight	17.8 lbs. (8.1 kg)							
Ambient temperature operating range	-40 °F to +122 °F (-40 °C to +50 °C)							
Cooling	Convection							
<b>Environmental</b>								
Environmental category	Outdoor							
Pollution degree	2							
Maximum operating altitude	9843 ft (3000 m)							
Overvoltage category	OVII							
Ingress protection	IP66 / 4X							
<b>General</b>								
Compliance	ETL to UL 1741; IEC 61000-6-1, 61000-6-3, 62109; CE; Giteki 2-1-19; FCC Part 15, class A							

Follow Ampt design guidelines to identify possible derating at high ambient temperatures or altitudes.

# SUNNY TRIPOWER CORE2

## STP 110-60



STP 110-60

**NEW: Now with integrated arc-fault circuit interrupter**

**NEW: Now with DC surge protection Type 1/2**



**SMA  
ShadeFix**



**SMA  
Smart Connected**

### More flexibility

- For large rooftop and ground-mounted systems up to the MW range
- 12 MPP trackers
- 24 strings with 1100 V<sub>DC</sub> Sunclix connectors
- Integrated arc-fault circuit interrupter (AFCI)

### More power

- 110 kW for standard 400 V<sub>AC</sub>
- Fast commissioning without additional DC combiners
- Peak efficiency of 98.6%

### More yield

- Premium monitoring service for reliable system performance
- Maximum yields thanks to the integrated software solution SMA ShadeFix

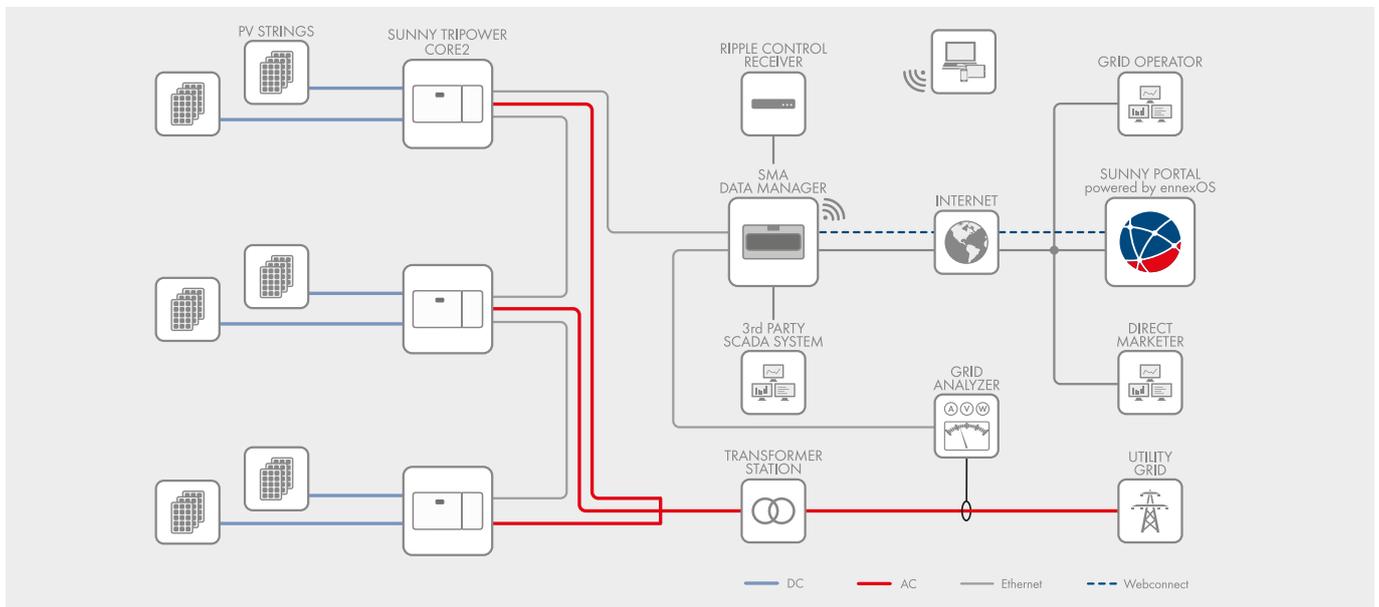
### More system integration

- Flexible and future-proof expansion due to seamless system integration with the SMA Energy System Business
- Holistic energy management with ennexOS
- High IT security

## SUNNY TRIPOWER CORE2

Flexible system design and highest yields thanks to integrated features

Flexible system design for larger commercial PV systems: The Sunny Tripower CORE2 is the ideal inverter for decentralized system structures up to the megawatt range. With 110 kilowatts, 24 strings and 12 MPP trackers, the Sunny Tripower CORE2 allows for a particularly high solar coverage in ground-mounted PV systems as well as at different roof pitches during the day. The integrated SMA ShadeFix software solution automatically optimizes system performance anytime, even with partially shaded modules. The automatic inverter monitoring service SMA Smart Connected also ensures maximum PV system yields by detecting failures as fast as possible. The integrated arc-fault circuit interrupter AFCI contributes additionally to the safety. With the Sunny Tripower CORE2 as a central component of the SMA Energy System Business, installers and PV system operators will benefit from the high-quality components from a single source and future-proof options to expand their systems with SMA storage solutions.



Technical data*	Sunny Tripower CORE2
<b>Input (DC)</b>	
Max. PV array power	165000 Wp STC
Max. input voltage	1100 V
MPP voltage range	500 V to 800 V
Rated input voltage	585 V
Min. input voltage / Start input voltage	200 V / 250 V
Max. useable input current per MPP tracker / Max. short-circuit current per MPP tracker	26 A (22 A < 600 V) / 40 A
Number of independent MPP trackers / Strings per MPP tracker	12 / 2
<b>Output (AC)</b>	
Rated power (at 400 V, 50Hz)	110000 W
Rated / Max. apparent power	110000 VA / 110000 VA
Rated voltage	400 V
Voltage range	320 V to 460 V
Grid frequency / range	50 Hz / 45 Hz to 55 Hz 60 Hz / 55 Hz to 65 Hz
Rated grid frequency	50 Hz
Rated / Max. output current	159 A / 159 A
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited
Harmonic (THD)	< 3%
Feed-in phases / AC connection	3 / 3-PE
<b>Efficiency</b>	
Max. efficiency / European efficiency	98.6% / 98.4%
<b>Protective devices</b>	
Input-side disconnection device	●
Ground fault monitoring / grid monitoring / DC reverse polarity protection	● / ● / ●
AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / -
All-pole sensitive residual-current monitoring unit	●
Monitored surge arrester AC / DC	type 2 / type 1-2*
Protection class (according to IEC 62109-1) / overvoltage category (according to IEC 62109-1)	I / AC: III; DC: II
Arc-fault circuit interrupter (AFCI)	●*
<b>General data</b>	
Dimensions (W / H / D)	1117 mm / 682 mm / 363 mm (44.0 in / 26.9 in / 14.3 in)
Weight	93.5 kg (206.1 lbs)
Operating temperature range	-30 °C to +60 °C (-22 °F to +140 °F)
Noise emission, maximum (1m)	78 db(A)
Self-consumption (at night)	< 5 W
Topology / cooling concept	Transformerless / active cooling
Degree of protection (according to IEC 60529)	IP66
Max. permissible value for relative humidity (non-condensing)	100%
<b>Features / functions / accessories</b>	
DC connection / AC connection	Sunclix / terminal lug (up to 240 mm <sup>2</sup> )
LED display (Status / Fault / Communication)	●
Ethernet interface	● (2 ports)
Data interface	Web Interface / Modbus SunSpec
Mounting type	Wall mounting / rack mounting
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 years	● / ○ / □ / ◊
Certificates and approvals (selection)	IEC 62109-1/-2, EN50549-1/-2:2018, VDE-AR-N 4105/4110/4120:2018, IEC 62116, IEC 61727, C10/C11 LV2/MV1:2018, CEI 0-16:2019, AS/ N/ZS 4777.2, SI 4777, TOR Generator Typ A/B
Type designation	STP 110-60

● Standard features ○ Optional features - not available Data at nominal conditions Status 10/2022 \*) from production date 11/2022, (SMA material number 202724-00.01, Australia: 202725-00.01)

# Anexo II:

## Dimensionado cableado DC

## ÍNDICE

<b>1. OBJETO</b>	<b>4</b>
<b>2. NORMATIVA APLICABLE</b>	<b>4</b>
<b>3. DATOS DE PARTIDA</b>	<b>5</b>
3.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	5
3.2 CONECTORES DC	5
3.3 OPTIMIZADORES	6
3.4 COMBINER BOXES	6
3.5 INVERSOR CENTRAL	7
3.6 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO (BESS)	7
3.7 DATOS AMBIENTALES	7
<b>4. DIMENSIONAMIENTO DE CABLES DC</b>	<b>8</b>
4.1 DIMENSIONAMIENTO DE CABLES SOLARES (PANELES SOLARES – OPTIMIZADOR)	8
4.1.1 <i>Método de instalación</i>	9
4.1.2 <i>Cálculo de la corriente máxima admisible</i>	9
4.1.3 <i>Cálculo de la caída de tensión</i>	12
4.1.5 <i>Cálculos justificativos de selección del conductor</i>	14
4.2 DIMENSIONAMIENTO DE CABLES SOLARES (OPTIMIZADOR – COMBINER BOX)	15
4.2.1 <i>Método de instalación</i>	15
4.2.2 <i>Cálculo de la corriente máxima admisible</i>	16
4.2.3 <i>Cálculo de la caída de tensión</i>	20
4.2.5 <i>Cálculos justificativos de selección del conductor</i>	22
4.3 DIMENSIONAMIENTO DE CABLES SOLARES (COMBINER BOX - INVERSOR)	28
4.3.1 <i>Método de instalación</i>	28
4.3.2 <i>Cálculo de la corriente máxima admisible</i>	29

4.3.3.	<i>Cálculo de la caída de tensión</i> .....	33
4.3.5.	<i>Cálculos justificativos de selección del conductor</i> .....	35
4.4	DIMENSIONADO DE CABLEADO DE ALMACENAMIENTO (INVERSOR - BESS) .....	36
4.4.1.	<i>Método de instalación</i> .....	36
4.4.2.	<i>Cálculo de la corriente máxima admisible</i> .....	37
4.4.3.	<i>Cálculo de la caída de tensión</i> .....	41
4.4.5.	<i>Cálculos justificativos de selección del conductor</i> .....	43
4.5	RESUMEN RESULTADOS CABLEADO DC .....	44
5.	<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	<b>46</b>
6.	<b>FICHAS TÉCNICAS</b>	

# 1. Objeto

El propósito de este documento es desarrollar los cálculos justificativos para el correcto dimensionamiento de los conductores de corriente continua para la planta solar fotovoltaica ubicada en la provincia de Mangilao (Guam) de forma que se asegure el correcto funcionamiento de la planta. Los cálculos desarrollados en este documento serán los siguientes:

- Cableado DC
  - Cables de conexión entre strings y optimizers.
  - Cables de conexión entre optimizers y combiner boxes.
  - Cables de conexión entre combiner boxes e inversor central.
  - Cables de conexión entre el inversor central y BESS.

## 2. Normativa aplicable

Para el desarrollo de los cálculos en los siguientes apartados se tomarán como referencia las siguientes normativas de alcance internacional:

- Photovoltaic (PV) Arrays – Design requirements IEC/TS 62548:2016[1].
- IEC 60228:2004 – Conductors of insulated cables[2].
  - Article 5.2. Stranded circular non-compacted conductors (Class 2)
- IEC 60364-5-52 – Low-voltage electrical installations – part 5-52[3].

### 3. Datos de partida

El cableado DC se dimensionará para la potencia pico de la planta teniendo en cuenta una ganancia de bifacialidad del +5%, siendo esta de 7.966,5 kWp. Los datos de los equipos y componentes principales que intervienen en la planta y por tanto condicionarán el dimensionamiento del cableado se exponen en los siguientes subapartados. Asimismo, las hojas de características técnicas de cada uno de los equipos empleados se encuentran recogidas al final de este documento.

#### 3.1 Módulos fotovoltaicos

Para el desarrollo de la planta se han seleccionado los siguientes módulos fotovoltaicos cuyas características se recogen en la Tabla 1.

<b>Fabricante</b>	<b>Canadian Solar</b>
<b>Modelo</b>	<b>CS7N-650MB-AG</b>
<b>Potencia nominal (W)</b>	650
<b>Tensión operación nominal (<math>V_{mpp}</math>)</b>	37,9
<b>Intensidad operación nominal (<math>I_{mpp}</math>)</b>	17,16
<b>Intensidad operación nominal (<math>I_{mpp}</math>) + 5% bifacialidad</b>	18,03
<b>Corriente de cortocircuito (<math>I_{sc}</math>)</b>	18,39
<b>Corriente de cortocircuito (<math>I_{sc}</math>) + 5% bifacialidad</b>	19,31
<b>Tamaño máximo del fusible (A)</b>	35

Tabla 1. Características técnicas del panel solar[4].

#### 3.2 Conectores DC

Para la conexión del cable de los paneles con el cable solar y el cable solar con los optimizadores se utilizarán conectores MC4-EVO 2 del fabricante STAÜBLI cuyas principales características técnicas se resumen en la Tabla 2.

<b>Fabricante</b>	<b>Staübli</b>
<b>Modelo</b>	PV-KST4-EVO 2A/6X
<b>Tensión máxima (V)</b>	1500
<b>Diámetro conductor (mm)</b>	6
<b>Corriente máxima (A)</b>	50

Tabla 2. Características técnicas conectores DC[5].

### 3.3 Optimizadores

Se instalarán optimizadores entre las cadenas de los módulos fotovoltaicos (strings) y las cajas de agrupación (combiner boxes), su finalidad será realizar la regulación MPPT de las cadenas de forma que se obtenga en todo momento la máxima energía disponible. Se ha seleccionado un optimizador del fabricante AMPT modelo V1250 perteneciente a la serie V1500-32-24 cuyas principales características se recogen en la Tabla 3.

Fabricante	AMPT
Modelo	V1250-32-24
<b>Entrada</b>	
Voltaje máximo de entrada (V)	1500
Corriente máxima ( $I_{mp}$ ) por entrada (A)	19,2
Corriente máxima de cortocircuito ( $I_{sc}$ ) por entrada (A)	21,2
Rango de voltaje de seguimiento MPP (V)	300 - 1190
<b>Salida</b>	
Voltaje en circuito abierto (V)	1250
Voltaje a máxima potencia (V)	1190
Corriente máxima de salida (A)	24
Potencia máxima de salida (kW)	28,4

Tabla 3. Características técnicas optimizadores[6].

### 3.4 Combiner boxes

Se dispondrán cajas de agrupamiento (combiner boxes) entre la salida de los optimizadores y la entrada del inversor, su función será agrupar los circuitos de salida de los optimizadores y proporcionar a la salida de la misma, un único circuito que será el que se conecte al inversor. La caja de conexiones será fabricada por GANTER INSTRUMENTS ENVIRONMENT y será personalizada para cumplir con los requisitos de la planta, las características que deberá tener se recogen en la Tabla 4.

Fabricante	GANTER
Modelo	CUSTOM
Voltaje del sistema (V)	1500
Entradas de String	16
Nº de fusibles (solo en el polo positivo)	16
Tipo de fusible	gPV 22x65
Tamaño máximo del fusible (A)	50

Tabla 4. Características técnicas combiner boxes

### 3.5 Inversor central

Es la unidad encargada de convertir la energía DC proveniente de los paneles fotovoltaicos en AC para su vertido a la red pública. En esta planta se utilizarán dos unidades del fabricante SMA modelo Sunny Central 3000-EV, con una potencia combinada de 6 MW. La instalación estará diseñada para operar a una temperatura nominal de 35°C, las características a esa temperatura se muestran en la Tabla 5.

Fabricante	SMA
Modelo	Sunny Central 3000-EV
Voltaje máximo de entrada (V)	1500
Tensión de entrada MPP (V)	1200
Tensión de arranque (V)	1077
Corriente máxima de entrada (A)	3200
Corriente máxima de cortocircuito (A)	6400

Tabla 5. Características técnicas del inversor[7].

### 3.6 Sistema de almacenamiento (BESS)

Para el sistema de almacenamiento de energía se utilizará un sistema de baterías montado sobre un contenedor de 40 ft del fabricante NARADA. Dicho contenedor se conectará al módulo DC de los dos inversores. Las características técnicas del sistema se detallan en la Tabla 6.

Fabricante	NARADA
Modelo baterías	76.8NESP250
Capacidad de almacenamiento (kWh)	5760
Potencia nominal (kW)	2880
Voltaje nominal (V)	1152

Tabla 6. Características técnicas del BESS[8].

### 3.7 Datos ambientales

Para el desarrollo de los cálculos se han considerado las siguientes temperaturas durante la operación de la planta trabajando a potencia nominal:

- Temperatura del aire: 35 °C
- Temperatura del terreno: 25 °C

## 4. Dimensionamiento de cables DC

Como se expuso en el Apartado 2, para el dimensionamiento de los cables de corriente continua se seguirá la metodología de cálculo expuesta en la norma IEC 60364-5-52[3]. El cable elegido deberá ser capaz de soportar el paso de la corriente eléctrica sin deteriorarse. Asimismo no se deberán superar las condiciones impuestas por el fabricante teniendo en cuenta los posibles coeficientes de reducción. No existe limitación en cuanto a la caída de tensión en los cables de corriente continua, sin embargo, se deseará que esta sea lo menor posible ya que la energía disipada en forma de calor se traduce, de manera directa en pérdidas económicas.

### 4.1 Dimensionamiento de cables solares (Paneles solares – Optimizador)

Para conectar los paneles entre sí se utilizarán los cables que estos traen incorporados, siendo estos de sección  $6 \text{ mm}^2$  y longitud 1500 mm por cada uno de sus extremos. Para poder conectar los paneles al optimizador es necesario incorporar cable adicional, el cual será de la misma sección que el suministrado por el fabricante. Los datos previos que se necesitan conocer para realizar el dimensionamiento del cable son los valores de tensión y corriente que circularán por él.

- Tensión

Para el cálculo de la tensión de diseño, tan solo hay que multiplicar el número de paneles en serie que se conectan para formar el string por la tensión nominal de los paneles.

$$V_{string} = 37.9 \frac{V}{panel} \cdot 22 \text{ paneles} = 833,8 V$$

- Corriente

Los 22 módulos que conforman el string se conectarán en serie de manera contigua, es decir el negativo de un panel con el positivo del contiguo. Para el cálculo de la corriente de cortocircuito, se ha considerado que los paneles se encuentran trabajando con un +5% de bifacialidad. Además se ha aplicado un coeficiente de seguridad del 125%.

$$I_{sc} = 1,25 * 19,31 = 24,14 A$$

#### 4.1.1. Método de instalación

Puesto que tanto los paneles solares como los optimizadores se encuentran montados sobre la estructura metálica del seguidor, los cables irán montados directamente sobre las correas estructura metálica (Figura 1).

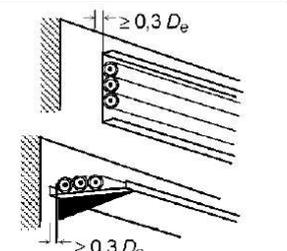
30		<p>Cables unipolares o multipolares:</p> <p>Sobre bandejas no perforadas en recorrido horizontal o vertical<sup>c, h</sup></p>	<p>C, con elemento 2 de la tabla B.52.17</p>
----	---	--	--

Figura 1. Método de instalación de cables sobre la estructura[3].

#### 4.1.2. Cálculo de la corriente máxima admisible

Para determinar la corriente máxima admisible que podrá circular por los cables sin que se produzca el deterioro del aislante, es necesario conocer el método de instalación del mismo (Figura 1).

Se seguirá la metodología de cálculo recogida en la norma IEC 60364-5-52[3]. La cual establece que la corriente nominal del cable debe ser corregida de acuerdo con la siguiente expresión.

$$I_{z\ cable} = I_N \cdot f_1 \cdot f_2 \cdot f_3 \cdot f_4 \quad (Ec. 1)$$

Donde:

- $I_{z\ cable}$  = Corriente máxima admisible del cable condiciones de operación (A).
- $I_N$  = Corriente máxima admisible bajo condiciones normalizadas (A).
- $f_1$  = Factor corrector por temperatura.
- $f_2$  = Factor corrector por agrupamiento.
- $f_3$  = Factor corrector por resistencia térmica del terreno.
- $f_4$  = Factor corrector por profundidad.

Será necesario utilizar factores de corrección cuando las condiciones de instalación del cable sean distintas a las de ensayo del cable bajo la norma.

- **Factor corrector por temperatura exterior**

En este caso, la temperatura ambiente se estima en 35°C, con este dato y sabiendo que el cable a utilizar tiene aislamiento XLPE se puede extraer el factor corrector a aplicar de la Tabla B.52.14[3], que para estas condiciones de diseño resulta ser de 0,96.

Tabla B.52.14 – Factores de corrección para temperaturas ambiente diferentes de 30 °C a aplicar a los valores de las corrientes admisibles para cables en el aire

Temperatura ambiente <sup>a</sup> °C	Aislamiento			
	PVC	XLPE y EPR	Mineral <sup>b</sup>	
			Cubierta de PVC o cable desnudo y accesible 70 °C	Cable desnudo e inaccesible 105 °C
10	1,22	1,15	1,26	1,14
15	1,17	1,12	1,20	1,11
20	1,12	1,08	1,14	1,07
25	1,06	1,04	1,07	1,04
30	1,00	1,00	1,00	1,00
35	0,94	0,96	0,93	0,96
40	0,87	0,91	0,85	0,92
45	0,79	0,87	0,78	0,88
50	0,71	0,82	0,67	0,84
55	0,61	0,76	0,57	0,80
60	0,50	0,71	0,45	0,75
65	–	0,65	–	0,70
70	–	0,58	–	0,65
75	–	0,50	–	0,60
80	–	0,41	–	0,54
85	–	–	–	0,47
90	–	–	–	0,40
95	–	–	–	0,32

<sup>a</sup> Para temperaturas ambiente más elevadas, consultar al fabricante.

- **Factor corrector por agrupamiento**

En caso de que haya más de un circuito agrupado será necesario aplicar un factor corrector por agrupamiento, que dependerá de la disposición de los cables y del número de circuitos en contacto. Para obtener este factor se recurre a la Tabla B.52.17[3] de la norma.

Tabla B.52.17 – Factores de reducción para un circuito o un cable multipolar o para un grupo de más de un circuito, o más de un cable multipolar para usarse con las corrientes admisibles de las tablas B.52.2 a B.52.13.

Punto	Disposición (En contacto)	Número de circuitos o de cables multipolares												Para usarse con las corrientes admisibles, referencia
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20	
1	Agrupados en el aire, sobre una superficie, empotrados o en el interior de una envolvente	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	B.52.2 a B.52.13 Métodos A y F
2	Capa única sobre pared, suelo o sistemas de bandejas de cables sin perforar	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70	Sin factor de reducción suplementario para más de nueve circuitos o cables multipolares			B.52.2 a B.52.7 Método C
3	Capa única fijada directamente bajo techo de madera	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				
4	Capa única sobre sistemas de bandejas perforadas horizontales o verticales	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				B.52.8 a B.52.13 Métodos E y F
5	Capa única sobre sistemas de bandejas de escalera, o bridas de amarre, etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				

En este caso los conductores se encuentran al aire y no circuitos en contacto, por lo tanto, el factor reductor a aplicar será la unidad.

- **Factor corrector por resistencia térmica del terreno**

Puesto que los cables se encuentran amarrados a la estructura soporte de los paneles solares y a la intemperie, no se aplica el coeficiente corrector por resistencia térmica del terreno. Por ello su valor será la unidad.

- **Factor corrector por profundidad**

Puesto que los cables se encuentran amarrados a la estructura de soporte de los paneles solares no se aplica el coeficiente corrector por profundidad. Por ello su valor también será la unidad.

Una vez obtenidos los coeficientes correctores, y aplicando la Ec. 1, se obtiene la corriente máxima admisible del cable bajo las condiciones de operación.

$$I_{z\ cable} = I_N \cdot f_1 \cdot f_2 \cdot f_3 \cdot f_4 = 59\ A \cdot 0,96 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 = 56,64\ A$$

#### 4.1.3. Cálculo de la caída de tensión

La caída de tensión se produce como consecuencia del paso de corriente por un conductor eléctrico. Aunque no existe una limitación máxima en la normativa, se ha establecido que esta caída no podrá ser superior a un 3% en ningún punto del circuito entre el generador (paneles solares) y la entrada del inversor. Para el cálculo de la caída de tensión ( $\Delta V$ ) se aplica la Ec. 2.

$$\Delta V = \frac{I \cdot R \cdot L}{V_{string}} \quad (Ec. 2)$$

Donde:

- $\Delta V$  = Caída de tensión porcentual (%).
- $I$  = Corriente que circula por el circuito (A).
- $R$  = Resistencia del conductor por unidad de longitud a la temperatura de trabajo ( $\Omega/\text{km}$ ).
- $L$  = Longitud del cable (m).
- $V_{string}$  = Tensión del string fotovoltaico (V).

La resistencia eléctrica del conductor dependerá de la temperatura de trabajo a la que se encuentre, para determinarla se utiliza la Ec. 3.

$$R = R_{20}[1 + \alpha (T - 20)] \quad (Ec. 3)$$

Donde:

- $R$  = Resistencia eléctrica del material a la temperatura de servicio ( $\Omega/\text{km}$ ).
- $R_{20}$  = Resistencia eléctrica del material a 20 °C ( $\Omega/\text{km}$ ).
- $\alpha$  = Coeficiente de variación de resistividad específica por temperatura del conductor (0,00382 para el aluminio y 0,0039 para el cobre).

Como se observa en la Ec. 3, la resistencia eléctrica depende de la temperatura a la que se encuentre trabajando, para determinar la temperatura de trabajo se utiliza la Ec. 4.

$$T = T_0 + (T_{max} - T_0) \left( \frac{I}{I_{max}} \right)^2 \quad (Ec. 4)$$

Donde:

- $T$  = Temperatura del conductor bajo las condiciones de trabajo ( $^{\circ}\text{C}$ ).
- $T_0$  = Temperatura ambiente del conductor ( $^{\circ}\text{C}$ ).
- $T_{m\acute{a}x}$  = Temperatura máxima que puede soportar el conductor ( $^{\circ}\text{C}$ ).
- $I$  = Intensidad nominal que circula por el conductor (A).
- $I_{m\acute{a}x}$  = Intensidad máxima que puede circular por el conductor bajo las condiciones de instalación (A).

#### 4.1.4. Selección de conductor

Para la conexión del string de paneles solares con el optimizador se ha seleccionado el cable PRYSOLAR H1Z2Z2-K del fabricante PRYSMIAN de sección  $1 \times 6 \text{ mm}^2$ , cuyas características se recogen en la Tabla 7.

Número de conductores x sección ( $\text{mm}^2$ )	Diámetro máximo del conductor (mm) (1)	Diámetro exterior del cable (valor máximo) (mm)	Radio mínimo de curvatura dinámico (mm)	Radio mínimo de curvatura estático (mm)	Peso ( $\text{kg}/\text{km}$ ) (1)	Resistencia del conductor a $20^{\circ}\text{C}$ ( $\Omega/\text{km}$ )	Intensidad admisible al aire (2) (A)	Intensidad admisible al aire. T ambiente $60^{\circ}\text{C}$ y T conductor $120^{\circ}\text{C}$ (3)	Intensidad admisible bajo tubo enterrado (4) (A)	Caída de tensión ( $\text{V}/\text{A km}$ ) (2)
1x1,5	1,8	5,4	22	16	33	13,7	24	30	24	27,4
1x2,5	2,4	5,9	24	18	45	8,21	34	41	32	16,42
1x4	3,0	6,6	26	20	61	5,09	46	55	42	10,18
1x6	3,9	7,4	30	22	80	3,39	59	70	53	6,78
1x10	5,1	8,8	35	26	124	1,95	82	98	70	3,90
1x16	6,3	10,1	40	30	186	1,24	110	132	91	2,48
1x25	7,8	12,5	63	50	286	0,795	140	176	116	1,59
1x35	9,2	14,0	70	56	390	0,565	182	218	140	1,13
1x50	11,0	16,3	82	65	542	0,393	220	276	166	0,786
1x70	13,1	18,7	94	75	742	0,277	282	347	204	0,554
1x95	15,1	20,8	125	83	953	0,210	343	416	241	0,42
1x120	17,0	22,8	137	91	1206	0,164	397	488	275	0,328
1x150	19,0	25,5	153	102	1500	0,132	458	566	311	0,264
1x185	21,0	28,5	171	114	1843	0,108	523	644	348	0,216
1x240	24,0	32,1	193	128	2304	0,0817	617	775	402	0,1634

Tabla 7. Características del conductor PRYSOLAR H1Z2Z2-K[9].

**4.1.5. Cálculos justificativos de selección del conductor**

En la Tabla 8 se recogen los resultados de cálculos realizados para la selección del conductor entre los paneles solares y la entrada del optimizador.

Origen	Destino	Longitud (m)	Potencia (W)	Tensión (V)	In (A) +5% bifacial	Isc (A) + 5% bifacial (125%)	Material cable (Cu/Al)	Temp. Ambiente (°C)	Temp. de operación del cable (°C)	Resistencia a temp. de trabajo (Ohm/km)	k1 (Temperatura)	K2 (Agrupamiento)	K3 (Resist. térmica)	K4 (Profundidad)	Corriente máxima admisible (A)	Caída de tensión (V)	Perdidas Joule (W)	Caída de tensión (%)
String	Optimizador	60,60	650	833,8	18,03	24,14	Cu	35	40,57	3,66	0,96	1	1	1	56,64	3,97	71,52	0,48%

Tabla 8. Resultados cálculo cable DC

## 4.2 Dimensionamiento de cables solares (Optimizador – Combiner box)

Para realizar la conexión entre los optimizadores y las combiner box, se utilizarán cables unipolares cuya sección se determinará en los siguientes subapartados. Los datos previos que se necesitan conocer para realizar el dimensionamiento del cable son los valores de tensión y corriente.

- Tensión

La tensión a la que se encuentran sometidos los cables está limitada a la tensión de salida del optimizador, según recoge la Tabla 3, en caso de que se encuentre el equipo funcionando a plena carga, la tensión de salida será de 1190 V.

- Corriente

La corriente de salida del optimizador a plena carga también se encuentra recogida en la Tabla 3 y es de valor 24 A. En este caso, la corriente se encuentra limitada a la salida del optimizador por el propio equipo y en consecuencia no hace falta aplicar factores de seguridad por corriente de cortocircuito.

### 4.2.1. Método de instalación

Los optimizadores se fijarán a uno de los pilares de la estructura metálica, mientras que las combiner boxes se situarán en uno de los extremos de la estructura del seguidor sobre un poste. El cable se dispondrá enterrado bajo tubo (método de instalación D1) tal y como se muestra en la Figura 2.

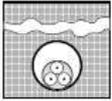
70		Cable multipolar en tubo o en conducto cerrado de sección no circular en el suelo	D1
----	---	---	----

Figura 2. Método de instalación de cables enterrados bajo tubo[3].

#### 4.2.2. Cálculo de la corriente máxima admisible

Para determinar la corriente máxima admisible que podrá circular por los cables sin que se produzca el deterioro del aislante, se seguirá la metodología de cálculo recogida en la norma IEC 60364-5-52[3]. La cual establece que la corriente nominal del cable debe ser corregida de acuerdo con la siguiente expresión.

$$I_{z \text{ cable}} = I_N \cdot f_1 \cdot f_2 \cdot f_3 \cdot f_4 \quad (\text{Ec. 5})$$

Donde:

- $I_{z \text{ cable}}$  = Corriente máxima admisible del cable condiciones de operación (A).
- $I_N$  = Corriente máxima admisible bajo condiciones normalizadas (A).
- $f_1$  = Factor corrector por temperatura.
- $f_2$  = Factor corrector por agrupamiento.
- $f_3$  = Factor corrector por resistencia térmica del terreno.
- $f_4$  = Factor corrector por profundidad.

Será necesario utilizar factores de corrección cuando las condiciones de instalación del cable sean distintas a las de ensayo del cable bajo la norma IEC 60364[3].

- **Factor corrector por temperatura exterior**

La temperatura del terreno se estima en 25°C, con esto y sabiendo que el cable a utilizar tiene aislamiento XLPE, se puede extraer el factor corrector a aplicar de la Tabla B.52.15[3]. Que para estas condiciones de diseño resulta ser de 0,96.

Tabla B. 52.15 – Factores de corrección para temperaturas ambiente del terreno diferentes de 20 °C a aplicar a los valores de las corrientes admisibles para cables en conductos en el suelo

Temperatura del terreno °C	Aislamiento	
	PVC	XLPE y EPR
10	1,10	1,07
15	1,05	1,04
20	1,00	1,00
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,71	0,80
50	0,63	0,76
55	0,55	0,71
60	0,45	0,65
65	–	0,60
70	–	0,53
75	–	0,46
80	–	0,38

• Factor corrector por agrupamiento

En caso de que haya más de un circuito agrupado será necesario aplicar un factor corrector por agrupamiento, que dependerá del número de circuitos y de la distancia entre ellos. Para obtener este factor se recurre a la Tabla B.52.18[3] de la norma.

B) Cables unipolares en conductos individuales no magnéticos				
Número de circuitos unipolares de dos o tres cables	Distancia entre conductos <sup>b</sup>			
	Nula (conductos en contacto)	0,25 m	0,5 m	1,0 m
2	0,80	0,90	0,90	0,95
3	0,70	0,80	0,85	0,90
4	0,65	0,75	0,80	0,90
5	0,60	0,70	0,80	0,90
6	0,60	0,70	0,80	0,90
7	0,53	0,66	0,76	0,87
8	0,50	0,63	0,74	0,87
9	0,47	0,61	0,73	0,86
10	0,45	0,59	0,72	0,85
11	0,43	0,57	0,70	0,85
12	0,41	0,56	0,69	0,84
13	0,39	0,54	0,68	0,84
14	0,37	0,53	0,68	0,83
15	0,35	0,52	0,67	0,83
16	0,34	0,51	0,66	0,83
17	0,33	0,50	0,65	0,82
18	0,31	0,49	0,65	0,82
19	0,30	0,48	0,64	0,82
20	0,29	0,47	0,63	0,81

<sup>a</sup> Cables multipolares



<sup>b</sup> Cables unipolares



NOTA 1 Los valores indicados se aplican para una profundidad de instalación de 0,7 m y una resistividad térmica del terreno de 2,5 K·m/W. Estos valores están promediados para las dimensiones de los cables y los tipos de las tablas B.52.2 a B.52.5. Los valores medios, redondeados, pueden comportar un error de hasta el ±10% en ciertos casos. Si son necesarios valores más precisos, pueden calcularse por los métodos de la serie de Normas IEC 60287.

NOTA 2 En caso de una resistividad térmica menor que 2,5 K·m/W los factores de corrección en general se pueden incrementar y se pueden calcular con los métodos indicados en la Norma IEC 60287-2-1.

NOTA 3 Si un circuito consta de n conductores paralelos por fase, para determinar el factor de reducción, este circuito debería considerarse como n circuitos.

Los conductores se van a encontrar dispuestos muy próximos entre sí (o lo que es lo mismo conductores en contacto). Como hay 4 tipos diferentes de configuraciones en las combiner box y cada una de ellas tiene un número diferente de conductores agrupado, se han obtenido 4 factores de reducción diferentes.

- **Factor corrector por resistencia térmica del terreno**

Los cables estarán enterrados en el suelo bajo tubo a una cierta profundidad. Por la naturaleza del emplazamiento de la planta se va a considerar que el terreno es de tipo húmedo. Para determinar la resistividad del terreno se utiliza la Tabla 9[10].

**Tabla 9. Resistividad térmica del terreno en función de su naturaleza y humedad**

Resistividad térmica del terreno (K.m/W)	Naturaleza del terreno y grado de humedad
0,40	Inundado
0,50	Muy húmedo
0,70	Húmedo
0,85	Poco húmedo
1,00	Seco
1,20	Arcilloso muy seco
1,50	Arenoso muy seco
2,00	De piedra arenisca
2,50	De piedra caliza
3,00	De piedra granítica

**Tabla B.52.16 – Factores de corrección para cables enterrados directamente en el suelo o en conductos enterrados para terrenos de resistividad diferente de 2,5 K·m/W a aplicar a los valores de las corrientes admisibles para el método de referencia D**

Resistividad térmica K·m/W	0,5	0,7	1	1,5	2	2,5	3
<b>Factor de corrección para cables en conductos enterrados</b>	1,28	1,20	1,18	1,1	1,05	1	0,96
<b>Factor de corrección para cables enterrados directamente</b>	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,90

NOTA 1 Los factores de corrección dados están promediados para los rangos de dimensiones de conductores y los tipos de instalación de las tablas B.52.2 a B.52.5. La precisión global de los factores de corrección es de  $\pm 5\%$ .

NOTA 2 Los factores de corrección se aplican a los cables en conductos enterrados; para cables tendidos directamente en el terreno los factores de corrección para resistividades térmicas inferiores a 2,5 K·m/W serán más elevados. Si se necesitan valores más precisos, pueden calcularse por medio de los métodos dados en la Norma IEC 60287.

NOTA 3 Los factores de corrección se aplican a los conductos enterrados hasta una profundidad de 0,8 m.

NOTA 4 Se asume que las propiedades del terreno son uniformes. No se ha contemplado la posibilidad de la migración de humedad que puede comportar la existencia de una región de alta resistividad térmica alrededor del cable. Si se prevé el secado parcial del terreno, la corriente admisible debería determinarse a partir de los métodos especificados en la Norma IEC 60287.

Conocido el tipo de terreno y el método de instalación de los cables, se puede conocer el factor corrector por resistividad térmica del terreno (Tabla B.52.16[3]), siendo este de valor 1,20 igual para todos los casos de instalación.

• **Factor corrector por profundidad**

La profundidad a la que se encuentran enterrados los cables influye en la capacidad de refrigeración de estos, y por tanto en su capacidad máxima para transportar corriente eléctrica. Con el fin de reducir costes de instalación y mejorar en la medida de lo posible la refrigeración, se ha seleccionado una profundidad de enterramiento de los cables de 0,5 m.

Tabla A.8 – Factores de corrección para distintas profundidades de soterramiento

Cables de 3,6/6 kV a 18/30 kV. Profundidad tipo 1 m				
Profundidad m	Soterrados		En tubular	
	≤185 mm <sup>2</sup>	>185 mm <sup>2</sup>	≤185 mm <sup>2</sup>	>185 mm <sup>2</sup>
0,50	1,06	1,09	1,06	1,08
0,60	1,04	1,07	1,04	1,06
0,80	1,02	1,03	1,02	1,03
1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1,25	0,98	0,98	0,98	0,98
1,50	0,97	0,96	0,97	0,96
1,75	0,96	0,94	0,96	0,95
2,00	0,95	0,93	0,95	0,94
2,50	0,93	0,91	0,93	0,92
3,00	0,92	0,89	0,92	0,91
Cables de 0,6/1 kV. Profundidad tipo 0,7 m				
Profundidad, m	Soterrados		En tubular	
0,50	1,04		1,03	
0,60	1,02		1,01	
0,70	1,00		1,00	
0,80	0,99		0,99	
1,00	0,97		0,97	
1,25	0,95		0,96	
1,50	0,93		0,95	
1,75	0,92		0,94	
2,00	0,91		0,93	
2,50	0,89		0,91	
3,00	0,88		0,90	

De la Tabla A.8[3], se obtiene un factor corrector por profundidad de 1,03, igual para todos los casos de instalación.

Una vez obtenidos los coeficientes correctores, y aplicando la Ec. 5, se obtiene la corriente máxima admisible bajo cada una de las diferentes configuraciones.

$$I_{z\ cable_{10}} = I_N \cdot f_1 \cdot f_2 \cdot f_3 \cdot f_4 = 70\ A \cdot 0,96 \cdot 0,45 \cdot 1,20 \cdot 1,03 = 37,38\ A$$

$$I_{z\ cable_{12}} = I_N \cdot f_1 \cdot f_2 \cdot f_3 \cdot f_4 = 70\ A \cdot 0,96 \cdot 0,41 \cdot 1,20 \cdot 1,03 = 34,05\ A$$

$$I_{z\ cable_{15}} = I_N \cdot f_1 \cdot f_2 \cdot f_3 \cdot f_4 = 70\ A \cdot 0,96 \cdot 0,35 \cdot 1,20 \cdot 1,03 = 29,07\ A$$

$$I_{z\ cable_{16}} = I_N \cdot f_1 \cdot f_2 \cdot f_3 \cdot f_4 = 70\ A \cdot 0,96 \cdot 0,34 \cdot 1,20 \cdot 1,03 = 28,24\ A$$

### 4.2.3. Cálculo de la caída de tensión

La caída de tensión se produce como consecuencia del paso de corriente por un conductor eléctrico. Aunque no existe una limitación máxima en la normativa, se ha establecido que esta caída no podrá ser superior a un 3% en ningún punto del circuito entre el generador (paneles solares) y el inversor. Para el cálculo de la caída de tensión ( $\Delta V$ ) se aplica la Ec. 6.

$$\Delta V = \frac{I \cdot R \cdot L}{V_{string}} \quad (Ec. 6)$$

Donde:

- $\Delta V$  = Caída de tensión porcentual (%).
- $I$  = Corriente que circula por el circuito (A).
- $R$  = Resistencia del conductor por unidad de longitud a la temperatura de trabajo ( $\Omega/\text{km}$ ).
- $L$  = Longitud del cable (m).
- $V$  = Tensión de salida del optimizador (V).

La resistencia eléctrica del conductor dependerá de su temperatura de trabajo, para determinarla se utiliza la Ec. 7.

$$R = R_{20}[1 + \alpha (T - 20)] \quad (Ec. 7)$$

Donde:

- $R$  = Resistencia eléctrica del material a la temperatura de servicio ( $\Omega/\text{km}$ ).
- $R_{20}$  = Resistencia eléctrica del material a 20 °C ( $\Omega/\text{km}$ ).
- $\alpha$  = Coeficiente de variación de resistividad específica por temperatura del conductor (0,00382 para el aluminio y 0,0039 para el cobre).

Como se observa en la Ec. 7, la resistencia eléctrica de un conductor depende de su temperatura de trabajo, para determinar dicha temperatura se utiliza la Ec. 8.

$$T = T_0 + (T_{max} - T_0) \left( \frac{I}{I_{max}} \right)^2 \quad (Ec. 8)$$

Donde:

- $T$  = Temperatura del conductor bajo las condiciones de trabajo ( $^{\circ}\text{C}$ ).
- $T_0$  = Temperatura ambiente del conductor ( $^{\circ}\text{C}$ ).
- $T_{m\acute{a}x}$  = Temperatura máxima que puede soportar el conductor ( $^{\circ}\text{C}$ ).
- $I$  = Intensidad nominal que circula por el conductor (A).
- $I_{m\acute{a}x}$  = Intensidad máxima que puede circular por el conductor bajo las condiciones de instalación (A).

#### 4.2.4. Selección de conductor

Para la conexión del string de paneles solares con el optimizador se ha seleccionado el cable PRYSOLAR H1Z2Z2-K del fabricante PRYSMIAN de sección  $1 \times 10 \text{ mm}^2$ , cuyas características se recogen en la Tabla 9.

Número de conductores x sección ( $\text{mm}^2$ )	Diámetro máximo del conductor (mm) (1)	Diámetro exterior del cable (valor máximo) (mm)	Radio mínimo de curvatura dinámico (mm)	Radio mínimo de curvatura estático (mm)	Peso ( $\text{kg}/\text{km}$ ) (1)	Resistencia del conductor a $20^{\circ}\text{C}$ ( $\Omega/\text{km}$ )	Intensidad admisible al aire (2) (A)	Intensidad admisible al aire. T ambiente $60^{\circ}\text{C}$ y T conductor $120^{\circ}\text{C}$ (3)	Intensidad admisible bajo tubo enterrado (4) (A)	Caída de tensión ( $\text{V}/\text{A km}$ ) (2)
1x1,5	1,8	5,4	22	16	33	13,7	24	30	24	27,4
1x2,5	2,4	5,9	24	18	45	8,21	34	41	32	16,42
1x4	3,0	6,6	26	20	61	5,09	46	55	42	10,18
1x6	3,9	7,4	30	22	80	3,39	59	70	53	6,78
1x10	5,1	8,8	35	26	124	1,95	82	98	70	3,90
1x16	6,3	10,1	40	30	186	1,24	110	132	91	2,48
1x25	7,8	12,5	63	50	286	0,795	140	176	116	1,59
1x35	9,2	14,0	70	56	390	0,565	182	218	140	1,13
1x50	11,0	16,3	82	65	542	0,393	220	276	166	0,786
1x70	13,1	18,7	94	75	742	0,277	282	347	204	0,554
1x95	15,1	20,8	125	83	953	0,210	343	416	241	0,42
1x120	17,0	22,8	137	91	1206	0,164	397	488	275	0,328
1x150	19,0	25,5	153	102	1500	0,132	458	566	311	0,264
1x185	21,0	28,5	171	114	1843	0,108	523	644	348	0,216
1x240	24,0	32,1	193	128	2304	0,0817	617	775	402	0,1634

Tabla 9. Características del conductor PRYSOLAR H1Z2Z2-K[9].

4.2.5. Cálculos justificativos de selección del conductor

En la Tabla 10 se recogen los cálculos realizados para la selección del conductor entre los optimizadores (OPT) y las combiner box (CB).

Origen	Destino	Longitud (m)	Potencia (W)	Tensión (V)	In (A)	Material cable (Cu/Al)	Temperatura del terreno (°C)	Temperatura de operación del cable (°C)	Resistencia a la temp. de trabajo (Ohm/km)	Factores de corrección				Corriente máxima admisible (A)	Caída de tensión (V)	Perdidas Joule (W)	Caída de tensión (%)
										k1 (Temperatura)	K2 (Agrupamiento)	K3 (Resist. térmica)	K4 (Profundidad)				
OPT1.1	CB1	233,73	28560	1190	24	Cu	25	51,80	2,19	0,96	0,45	1,2	1,03	37,38	12,30	295,08	1,03%
OPT1.2	CB1	118,08	28560	1190	24	Cu	25	51,80	2,19	0,96	0,45	1,2	1,03	37,38	6,21	149,08	0,52%
OPT1.3	CB1	194,21	28560	1190	24	Cu	25	51,80	2,19	0,96	0,45	1,2	1,03	37,38	10,22	245,19	0,86%
OPT1.4	CB1	79,60	28560	1190	24	Cu	25	51,80	2,19	0,96	0,45	1,2	1,03	37,38	4,19	100,49	0,35%
OPT1.5	CB1	180,90	28560	1190	24	Cu	25	51,80	2,19	0,96	0,45	1,2	1,03	37,38	9,52	228,38	0,80%
OPT1.6	CB1	66,91	28560	1190	24	Cu	25	51,80	2,19	0,96	0,45	1,2	1,03	37,38	3,52	84,48	0,30%
OPT1.7	CB1	185,12	28560	1190	24	Cu	25	51,80	2,19	0,96	0,45	1,2	1,03	37,38	9,74	233,71	0,82%
OPT1.8	CB1	80,22	28560	1190	24	Cu	25	51,80	2,19	0,96	0,45	1,2	1,03	37,38	4,22	101,28	0,35%
OPT1.9	CB1	207,52	28560	1190	24	Cu	25	51,80	2,19	0,96	0,45	1,2	1,03	37,38	10,92	261,99	0,92%
OPT1.10	CB1	93,54	28560	1190	24	Cu	25	51,80	2,19	0,96	0,45	1,2	1,03	37,38	4,92	118,09	0,41%
OPT2.1	CB2	220,83	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	11,84	284,11	0,99%
OPT2.2	CB2	106,22	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	5,69	136,66	0,48%
OPT2.3	CB2	194,21	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	10,41	249,85	0,87%
OPT2.4	CB2	79,60	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	4,27	102,41	0,36%
OPT2.5	CB2	194,21	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	10,41	249,85	0,87%
OPT2.6	CB2	79,60	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	4,27	102,41	0,36%
OPT2.7	CB2	180,90	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	9,70	232,73	0,81%
OPT2.8	CB2	66,91	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	3,59	86,08	0,30%
OPT2.9	CB2	185,12	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	9,92	238,16	0,83%
OPT2.10	CB2	80,22	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	4,30	103,21	0,36%
OPT2.11	CB2	207,52	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	11,12	266,98	0,93%
OPT2.12	CB2	93,54	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	5,01	120,34	0,42%
OPT3.1	CB3	220,83	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	11,84	284,11	0,99%
OPT3.2	CB3	106,22	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	5,69	136,66	0,48%
OPT3.3	CB3	194,21	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	10,41	249,85	0,87%
OPT3.4	CB3	79,60	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	4,27	102,41	0,36%
OPT3.5	CB3	194,21	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	10,41	249,85	0,87%
OPT3.6	CB3	79,60	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	4,27	102,41	0,36%
OPT3.7	CB3	180,90	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	9,70	232,73	0,81%
OPT3.8	CB3	66,91	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	3,59	86,08	0,30%
OPT3.9	CB3	185,12	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	9,92	238,16	0,83%
OPT3.10	CB3	80,22	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	4,30	103,21	0,36%
OPT3.11	CB3	207,52	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	11,12	266,98	0,93%
OPT3.12	CB3	93,54	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	5,01	120,34	0,42%
OPT4.1	CB4	220,83	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	12,43	298,29	1,04%
OPT4.2	CB4	106,22	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	5,98	143,48	0,50%
OPT4.3	CB4	207,52	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	11,68	280,31	0,98%

OPT4.4	CB4	93,12	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	5,24	125,78	0,44%
OPT4.5	CB4	194,21	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	10,93	262,33	0,92%
OPT4.6	CB4	79,60	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	4,48	107,52	0,38%
OPT4.7	CB4	180,90	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	10,18	244,35	0,86%
OPT4.8	CB4	66,91	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	3,77	90,38	0,32%
OPT4.9	CB4	194,21	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	10,93	262,33	0,92%
OPT4.10	CB4	80,22	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	4,52	108,36	0,38%
OPT4.11	CB4	207,52	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	11,68	280,31	0,98%
OPT4.12	CB4	93,54	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	5,26	126,34	0,44%
OPT4.13	CB4	220,62	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	12,42	298,01	1,04%
OPT4.14	CB4	105,73	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	5,95	142,81	0,50%
OPT4.15	CB4	233,94	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	13,17	315,99	1,11%
OPT4.16	CB4	120,16	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	6,76	162,31	0,57%
OPT5.1	CB5	220,83	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	12,43	298,29	1,04%
OPT5.2	CB5	106,22	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	5,98	143,48	0,50%
OPT5.3	CB5	207,52	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	11,68	280,31	0,98%
OPT5.4	CB5	93,12	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	5,24	125,78	0,44%
OPT5.5	CB5	194,21	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	10,93	262,33	0,92%
OPT5.6	CB5	79,60	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	4,48	107,52	0,38%
OPT5.7	CB5	180,90	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	10,18	244,35	0,86%
OPT5.8	CB5	66,91	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	3,77	90,38	0,32%
OPT5.9	CB5	194,21	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	10,93	262,33	0,92%
OPT5.10	CB5	80,22	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	4,52	108,36	0,38%
OPT5.11	CB5	207,52	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	11,68	280,31	0,98%
OPT5.12	CB5	93,54	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	5,26	126,34	0,44%
OPT5.13	CB5	220,62	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	12,42	298,01	1,04%
OPT5.14	CB5	105,73	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	5,95	142,81	0,50%
OPT5.15	CB5	233,94	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	13,17	315,99	1,11%
OPT5.16	CB5	120,16	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	6,76	162,31	0,57%
OPT6.1	CB6	106,22	28560	1190	24	Cu	25	69,30	2,32	0,96	0,35	1,2	1,03	29,07	5,93	142,25	0,50%
OPT6.2	CB6	207,52	28560	1190	24	Cu	25	69,30	2,32	0,96	0,35	1,2	1,03	29,07	11,58	277,90	0,97%
OPT6.3	CB6	93,12	28560	1190	24	Cu	25	69,30	2,32	0,96	0,35	1,2	1,03	29,07	5,20	124,70	0,44%
OPT6.4	CB6	194,21	28560	1190	24	Cu	25	69,30	2,32	0,96	0,35	1,2	1,03	29,07	10,84	260,08	0,91%
OPT6.5	CB6	79,60	28560	1190	24	Cu	25	69,30	2,32	0,96	0,35	1,2	1,03	29,07	4,44	106,60	0,37%
OPT6.6	CB6	180,90	28560	1190	24	Cu	25	69,30	2,32	0,96	0,35	1,2	1,03	29,07	10,09	242,25	0,85%
OPT6.7	CB6	66,91	28560	1190	24	Cu	25	69,30	2,32	0,96	0,35	1,2	1,03	29,07	3,73	89,61	0,31%
OPT6.8	CB6	194,21	28560	1190	24	Cu	25	69,30	2,32	0,96	0,35	1,2	1,03	29,07	10,84	260,08	0,91%
OPT6.9	CB6	80,22	28560	1190	24	Cu	25	69,30	2,32	0,96	0,35	1,2	1,03	29,07	4,48	107,43	0,38%
OPT6.10	CB6	207,52	28560	1190	24	Cu	25	69,30	2,32	0,96	0,35	1,2	1,03	29,07	11,58	277,90	0,97%
OPT6.11	CB6	93,54	28560	1190	24	Cu	25	69,30	2,32	0,96	0,35	1,2	1,03	29,07	5,22	125,26	0,44%
OPT6.12	CB6	220,62	28560	1190	24	Cu	25	69,30	2,32	0,96	0,35	1,2	1,03	29,07	12,31	295,45	1,03%
OPT6.13	CB6	105,73	28560	1190	24	Cu	25	69,30	2,32	0,96	0,35	1,2	1,03	29,07	5,90	141,59	0,50%
OPT6.14	CB6	233,94	28560	1190	24	Cu	25	69,30	2,32	0,96	0,35	1,2	1,03	29,07	13,05	313,28	1,10%
OPT6.15	CB6	120,16	28560	1190	24	Cu	25	69,30	2,32	0,96	0,35	1,2	1,03	29,07	6,70	160,91	0,56%
OPT7.1	CB7	220,83	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	12,43	298,29	1,04%
OPT7.2	CB7	106,22	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	5,98	143,48	0,50%
OPT7.3	CB7	207,52	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	11,68	280,31	0,98%

OPT7.4	CB7	93,12	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	5,24	125,78	0,44%
OPT7.5	CB7	194,21	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	10,93	262,33	0,92%
OPT7.6	CB7	79,60	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	4,48	107,52	0,38%
OPT7.7	CB7	180,90	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	10,18	244,35	0,86%
OPT7.8	CB7	66,91	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	3,77	90,38	0,32%
OPT7.9	CB7	194,21	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	10,93	262,33	0,92%
OPT7.10	CB7	80,22	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	4,52	108,36	0,38%
OPT7.11	CB7	207,52	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	11,68	280,31	0,98%
OPT7.12	CB7	93,54	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	5,26	126,34	0,44%
OPT7.13	CB7	220,62	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	12,42	298,01	1,04%
OPT7.14	CB7	105,73	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	5,95	142,81	0,50%
OPT7.15	CB7	233,94	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	13,17	315,99	1,11%
OPT7.16	CB7	120,16	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	6,76	162,31	0,57%
OPT8.1	CB8	220,83	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	11,84	284,11	0,99%
OPT8.2	CB8	106,22	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	5,69	136,66	0,48%
OPT8.3	CB8	194,21	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	10,41	249,85	0,87%
OPT8.4	CB8	79,60	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	4,27	102,41	0,36%
OPT8.5	CB8	194,21	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	10,41	249,85	0,87%
OPT8.6	CB8	79,60	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	4,27	102,41	0,36%
OPT8.7	CB8	180,90	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	9,70	232,73	0,81%
OPT8.8	CB8	66,91	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	3,59	86,08	0,30%
OPT8.9	CB8	185,12	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	9,92	238,16	0,83%
OPT8.10	CB8	80,22	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	4,30	103,21	0,36%
OPT8.11	CB8	207,52	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	11,12	266,98	0,93%
OPT8.12	CB8	93,54	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	5,01	120,34	0,42%
OPT9.1	CB9	220,83	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	11,84	284,11	0,99%
OPT9.2	CB9	106,22	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	5,69	136,66	0,48%
OPT9.3	CB9	194,21	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	10,41	249,85	0,87%
OPT9.4	CB9	79,60	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	4,27	102,41	0,36%
OPT9.5	CB9	194,21	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	10,41	249,85	0,87%
OPT9.6	CB9	79,60	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	4,27	102,41	0,36%
OPT9.7	CB9	180,90	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	9,70	232,73	0,81%
OPT9.8	CB9	66,91	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	3,59	86,08	0,30%
OPT9.9	CB9	185,12	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	9,92	238,16	0,83%
OPT9.10	CB9	80,22	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	4,30	103,21	0,36%
OPT9.11	CB9	207,52	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	11,12	266,98	0,93%
OPT9.12	CB9	93,54	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	5,01	120,34	0,42%
OPT10.1	CB10	220,83	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	11,84	284,11	0,99%
OPT10.2	CB10	106,22	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	5,69	136,66	0,48%
OPT10.3	CB10	194,21	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	10,41	249,85	0,87%
OPT10.4	CB10	79,60	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	4,27	102,41	0,36%
OPT10.5	CB10	194,21	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	10,41	249,85	0,87%
OPT10.6	CB10	79,60	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	4,27	102,41	0,36%
OPT10.7	CB10	180,90	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	9,70	232,73	0,81%
OPT10.8	CB10	66,91	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	3,59	86,08	0,30%
OPT10.9	CB10	185,12	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	9,92	238,16	0,83%
OPT10.10	CB10	80,22	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	4,30	103,21	0,36%

OPT10.11	CB10	207,52	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	11,12	266,98	0,93%
OPT10.12	CB10	93,54	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	5,01	120,34	0,42%
OPT11.1	CB11	220,83	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	11,84	284,11	0,99%
OPT11.2	CB11	106,22	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	5,69	136,66	0,48%
OPT11.3	CB11	194,21	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	10,41	249,85	0,87%
OPT11.4	CB11	79,60	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	4,27	102,41	0,36%
OPT11.5	CB11	194,21	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	10,41	249,85	0,87%
OPT11.6	CB11	79,60	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	4,27	102,41	0,36%
OPT11.7	CB11	180,90	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	9,70	232,73	0,81%
OPT11.8	CB11	66,91	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	3,59	86,08	0,30%
OPT11.9	CB11	185,12	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	9,92	238,16	0,83%
OPT11.10	CB11	80,22	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	4,30	103,21	0,36%
OPT11.11	CB11	207,52	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	11,12	266,98	0,93%
OPT11.12	CB11	93,54	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	5,01	120,34	0,42%
OPT12.1	CB12	220,83	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	11,84	284,11	0,99%
OPT12.2	CB12	106,22	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	5,69	136,66	0,48%
OPT12.3	CB12	194,21	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	10,41	249,85	0,87%
OPT12.4	CB12	79,60	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	4,27	102,41	0,36%
OPT12.5	CB12	194,21	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	10,41	249,85	0,87%
OPT12.6	CB12	79,60	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	4,27	102,41	0,36%
OPT12.7	CB12	180,90	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	9,70	232,73	0,81%
OPT12.8	CB12	66,91	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	3,59	86,08	0,30%
OPT12.9	CB12	185,12	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	9,92	238,16	0,83%
OPT12.10	CB12	80,22	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	4,30	103,21	0,36%
OPT12.11	CB12	207,52	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	11,12	266,98	0,93%
OPT12.12	CB12	93,54	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	5,01	120,34	0,42%
OPT13.1	CB13	220,83	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	11,84	284,11	0,99%
OPT13.2	CB13	106,22	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	5,69	136,66	0,48%
OPT13.3	CB13	194,21	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	10,41	249,85	0,87%
OPT13.4	CB13	79,60	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	4,27	102,41	0,36%
OPT13.5	CB13	194,21	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	10,41	249,85	0,87%
OPT13.6	CB13	79,60	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	4,27	102,41	0,36%
OPT13.7	CB13	180,90	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	9,70	232,73	0,81%
OPT13.8	CB13	66,91	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	3,59	86,08	0,30%
OPT13.9	CB13	185,12	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	9,92	238,16	0,83%
OPT13.10	CB13	80,22	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	4,30	103,21	0,36%
OPT13.11	CB13	207,52	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	11,12	266,98	0,93%
OPT13.12	CB13	93,54	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	5,01	120,34	0,42%
OPT14.1	CB14	220,83	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	12,43	298,29	1,04%
OPT14.2	CB14	106,22	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	5,98	143,48	0,50%
OPT14.3	CB14	207,52	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	11,68	280,31	0,98%
OPT14.4	CB14	93,12	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	5,24	125,78	0,44%
OPT14.5	CB14	194,21	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	10,93	262,33	0,92%
OPT14.6	CB14	79,60	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	4,48	107,52	0,38%
OPT14.7	CB14	180,90	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	10,18	244,35	0,86%
OPT14.8	CB14	66,91	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	3,77	90,38	0,32%

OPT14.9	CB14	194,21	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	10,93	262,33	0,92%
OPT14.10	CB14	80,22	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	4,52	108,36	0,38%
OPT14.11	CB14	207,52	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	11,68	280,31	0,98%
OPT14.12	CB14	93,54	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	5,26	126,34	0,44%
OPT14.13	CB14	220,62	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	12,42	298,01	1,04%
OPT14.14	CB14	105,73	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	5,95	142,81	0,50%
OPT14.15	CB14	233,94	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	13,17	315,99	1,11%
OPT14.16	CB14	120,16	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	6,76	162,31	0,57%
OPT15.1	CB15	220,83	28560	1190	24	Cu	25	69,30	2,32	0,96	0,35	1,2	1,03	29,07	12,32	295,73	1,04%
OPT15.2	CB15	106,22	28560	1190	24	Cu	25	69,30	2,32	0,96	0,35	1,2	1,03	29,07	5,93	142,25	0,50%
OPT15.3	CB15	207,52	28560	1190	24	Cu	25	69,30	2,32	0,96	0,35	1,2	1,03	29,07	11,58	277,90	0,97%
OPT15.4	CB15	93,12	28560	1190	24	Cu	25	69,30	2,32	0,96	0,35	1,2	1,03	29,07	5,20	124,70	0,44%
OPT15.5	CB15	194,21	28560	1190	24	Cu	25	69,30	2,32	0,96	0,35	1,2	1,03	29,07	10,84	260,08	0,91%
OPT15.6	CB15	79,60	28560	1190	24	Cu	25	69,30	2,32	0,96	0,35	1,2	1,03	29,07	4,44	106,60	0,37%
OPT15.7	CB15	180,90	28560	1190	24	Cu	25	69,30	2,32	0,96	0,35	1,2	1,03	29,07	10,09	242,25	0,85%
OPT15.8	CB15	66,91	28560	1190	24	Cu	25	69,30	2,32	0,96	0,35	1,2	1,03	29,07	3,73	89,61	0,31%
OPT15.9	CB15	194,21	28560	1190	24	Cu	25	69,30	2,32	0,96	0,35	1,2	1,03	29,07	10,84	260,08	0,91%
OPT15.10	CB15	80,22	28560	1190	24	Cu	25	69,30	2,32	0,96	0,35	1,2	1,03	29,07	4,48	107,43	0,38%
OPT15.11	CB15	207,52	28560	1190	24	Cu	25	69,30	2,32	0,96	0,35	1,2	1,03	29,07	11,58	277,90	0,97%
OPT15.12	CB15	93,54	28560	1190	24	Cu	25	69,30	2,32	0,96	0,35	1,2	1,03	29,07	5,22	125,26	0,44%
OPT15.13	CB15	220,62	28560	1190	24	Cu	25	69,30	2,32	0,96	0,35	1,2	1,03	29,07	12,31	295,45	1,03%
OPT15.14	CB15	105,73	28560	1190	24	Cu	25	69,30	2,32	0,96	0,35	1,2	1,03	29,07	5,90	141,59	0,50%
OPT15.15	CB15	145,33	28560	1190	24	Cu	25	69,30	2,32	0,96	0,35	1,2	1,03	29,07	8,11	194,62	0,68%
OPT16.1	CB16	220,83	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	12,43	298,29	1,04%
OPT16.2	CB16	106,22	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	5,98	143,48	0,50%
OPT16.3	CB16	207,52	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	11,68	280,31	0,98%
OPT16.4	CB16	93,12	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	5,24	125,78	0,44%
OPT16.5	CB16	194,21	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	10,93	262,33	0,92%
OPT16.6	CB16	79,60	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	4,48	107,52	0,38%
OPT16.7	CB16	180,90	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	10,18	244,35	0,86%
OPT16.8	CB16	66,91	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	3,77	90,38	0,32%
OPT16.9	CB16	194,21	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	10,93	262,33	0,92%
OPT16.10	CB16	80,22	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	4,52	108,36	0,38%
OPT16.11	CB16	207,52	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	11,68	280,31	0,98%
OPT16.12	CB16	93,54	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	5,26	126,34	0,44%
OPT16.13	CB16	220,62	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	12,42	298,01	1,04%
OPT16.14	CB16	105,73	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	5,95	142,81	0,50%
OPT16.15	CB16	233,94	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	13,17	315,99	1,11%
OPT16.16	CB16	120,16	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	6,76	162,31	0,57%
OPT17.1	CB17	220,83	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	12,43	298,29	1,04%
OPT17.2	CB17	106,22	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	5,98	143,48	0,50%
OPT17.3	CB17	207,52	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	11,68	280,31	0,98%
OPT17.4	CB17	93,12	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	5,24	125,78	0,44%
OPT17.5	CB17	194,21	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	10,93	262,33	0,92%
OPT17.6	CB17	79,60	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	4,48	107,52	0,38%
OPT17.7	CB17	180,90	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	10,18	244,35	0,86%
OPT17.8	CB17	66,91	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	3,77	90,38	0,32%

OPT17.9	CB17	194,21	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	10,93	262,33	0,92%
OPT17.10	CB17	80,22	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	4,52	108,36	0,38%
OPT17.11	CB17	207,52	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	11,68	280,31	0,98%
OPT17.12	CB17	93,54	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	5,26	126,34	0,44%
OPT17.13	CB17	220,62	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	12,42	298,01	1,04%
OPT17.14	CB17	105,73	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	5,95	142,81	0,50%
OPT17.15	CB17	233,94	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	13,17	315,99	1,11%
OPT17.16	CB17	120,16	28560	1190	24	Cu	25	71,95	2,35	0,96	0,34	1,2	1,03	28,24	6,76	162,31	0,57%
OPT18.1	CB18	220,83	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	11,84	284,11	0,99%
OPT18.2	CB18	106,22	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	5,69	136,66	0,48%
OPT18.3	CB18	194,21	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	10,41	249,85	0,87%
OPT18.4	CB18	79,60	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	4,27	102,41	0,36%
OPT18.5	CB18	194,21	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	10,41	249,85	0,87%
OPT18.6	CB18	79,60	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	4,27	102,41	0,36%
OPT18.7	CB18	180,90	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	9,70	232,73	0,81%
OPT18.8	CB18	66,91	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	3,59	86,08	0,30%
OPT18.9	CB18	185,12	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	9,92	238,16	0,83%
OPT18.10	CB18	80,22	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	4,30	103,21	0,36%
OPT18.11	CB18	207,52	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	11,12	266,98	0,93%
OPT18.12	CB18	93,54	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	5,01	120,34	0,42%
OPT19.1	CB19	220,83	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	11,84	284,11	0,99%
OPT19.2	CB19	106,22	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	5,69	136,66	0,48%
OPT19.3	CB19	194,21	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	10,41	249,85	0,87%
OPT19.4	CB19	79,60	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	4,27	102,41	0,36%
OPT19.5	CB19	194,21	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	10,41	249,85	0,87%
OPT19.6	CB19	79,60	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	4,27	102,41	0,36%
OPT19.7	CB19	180,90	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	9,70	232,73	0,81%
OPT19.8	CB19	66,91	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	3,59	86,08	0,30%
OPT19.9	CB19	185,12	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	9,92	238,16	0,83%
OPT19.10	CB19	80,22	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	4,30	103,21	0,36%
OPT19.11	CB19	207,52	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	11,12	266,98	0,93%
OPT19.12	CB19	93,54	28560	1190	24	Cu	25	57,28	2,23	0,96	0,41	1,2	1,03	34,05	5,01	120,34	0,42%
OPT20.1	CB20	194,21	28560	1190	24	Cu	25	51,80	2,19	0,96	0,45	1,2	1,03	37,38	10,22	245,19	0,86%
OPT20.2	CB20	79,60	28560	1190	24	Cu	25	51,80	2,19	0,96	0,45	1,2	1,03	37,38	4,19	100,49	0,35%
OPT20.3	CB20	194,21	28560	1190	24	Cu	25	51,80	2,19	0,96	0,45	1,2	1,03	37,38	10,22	245,19	0,86%
OPT20.4	CB20	79,60	28560	1190	24	Cu	25	51,80	2,19	0,96	0,45	1,2	1,03	37,38	4,19	100,49	0,35%
OPT20.5	CB20	180,90	28560	1190	24	Cu	25	51,80	2,19	0,96	0,45	1,2	1,03	37,38	9,52	228,38	0,80%
OPT20.6	CB20	66,91	28560	1190	24	Cu	25	51,80	2,19	0,96	0,45	1,2	1,03	37,38	3,52	84,48	0,30%
OPT20.7	CB20	185,12	28560	1190	24	Cu	25	51,80	2,19	0,96	0,45	1,2	1,03	37,38	9,74	233,71	0,82%
OPT20.8	CB20	80,22	28560	1190	24	Cu	25	51,80	2,19	0,96	0,45	1,2	1,03	37,38	4,22	101,28	0,35%
OPT20.9	CB20	207,52	28560	1190	24	Cu	25	51,80	2,19	0,96	0,45	1,2	1,03	37,38	10,92	261,99	0,92%
OPT20.10	CB20	93,54	28560	1190	24	Cu	25	51,80	2,19	0,96	0,45	1,2	1,03	37,38	4,92	118,09	0,41%

Tabla 10. Resultados cálculo cable DC

### 4.3 Dimensionamiento de cables solares (Combiner box - Inversor)

Para realizar la conexión entre las combiner box y el inversor central se utilizarán cables unipolares cuya sección se determinará en base a criterios que se expondrán en los siguientes apartados. Los datos previos que se necesitan conocer para realizar el dimensionamiento del cable son los valores de tensión y corriente.

- Tensión

La tensión a la que se encuentran sometidos los cables está limitada a la tensión de salida del optimizador, que según se recoge la Tabla 3, en caso de que se encuentren funcionando a plena carga, su tensión de salida será de 1190 V.

- Corriente

La corriente de salida de las combiner box será igual al número de entradas ocupadas por la corriente de salida de los optimizadores. Al igual que sucedía en el apartado anterior, no es necesario aplicar coeficientes de seguridad a la corriente de salida de optimizador, ya que al tratarse este de un equipo electrónico la corriente de salida se encuentra limitada por el propio equipo.

#### 4.3.1. Método de instalación

Las combiner box se situarán en uno de los extremos de la estructura del seguidor, agrupando la salida de los optimizadores para posteriormente unir mediante un único circuito cada combiner box con el inversor central. El cable se dispondrá directamente enterrado (método de instalación D2) tal y como se muestra en la Figura 3.

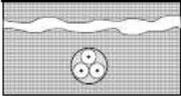
72		Cables unipolares o multipolares con cubierta en el suelo: – sin protección mecánica complementaria <sup>9</sup>	D2
----	---	---	----

Figura 3. Método de instalación de cables directamente enterrados[3]

#### 4.3.2. Cálculo de la corriente máxima admisible

Para determinar la corriente máxima admisible que podrá circular por los cables sin que se produzca el deterioro del aislante. Se seguirá la metodología de cálculo recogida en la norma IEC 60364-5-52[3]. La cual establece que la corriente nominal del cable debe ser corregida de acuerdo con la siguiente expresión.

$$I_{z \text{ cable}} = I_N \cdot f_1 \cdot f_2 \cdot f_3 \cdot f_4 \quad (\text{Ec. 9})$$

Donde:

- $I_{z \text{ cable}}$  = Corriente máxima admisible del cable condiciones de operación (A).
- $I_N$  = Corriente máxima admisible bajo condiciones normalizadas (A).
- $f_1$  = Factor corrector por temperatura.
- $f_2$  = Factor corrector por agrupamiento.
- $f_3$  = Factor corrector por resistencia térmica del terreno.
- $f_4$  = Factor corrector por profundidad.

Será necesario utilizar factores de corrección cuando las condiciones de instalación del cable sean distintas a las de ensayo del cable bajo la norma IEC 60364.

- **Factor corrector por temperatura exterior**

En este caso la temperatura del terreno se estima en 25°C, con este dato y sabiendo que el cable a utilizar tiene aislamiento XLPE se puede extraer el factor corrector a aplicar de la Tabla B.52.15[3]. Para estas condiciones de diseño se obtiene un factor corrector de 0,96.

Tabla B. 52.15 – Factores de corrección para temperaturas ambiente del terreno diferentes de 20 °C a aplicar a los valores de las corrientes admisibles para cables en conductos en el suelo

Temperatura del terreno °C	Aislamiento	
	PVC	XLPE y EPR
10	1,10	1,07
15	1,05	1,04
20	1,00	1,00
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,71	0,80
50	0,63	0,76
55	0,55	0,71
60	0,45	0,65
65	–	0,60
70	–	0,53
75	–	0,46
80	–	0,38

- Factor corrector por agrupamiento

En caso de que haya más de un circuito agrupado será necesario aplicar un factor corrector por agrupamiento, que dependerá del número de circuitos agrupados y de la distancia entre ellos. Para obtener este factor se recurre a la Tabla B.52.18[3] de la norma.

Tabla B.52.18 – Factores de reducción para más de un circuito, cables directamente enterrados – Método de instalación D2 de las tablas B.52.2 a B.52.5 – Cables unipolares o multipolares

Número de circuitos	Distancia entre cables <sup>a</sup>				
	Nula (cables en contacto)	Un diámetro de cable	0,125 m	0,25 m	0,5 m
2	0,75	0,80	0,85	0,90	0,90
3	0,65	0,70	0,75	0,80	0,85
4	0,60	0,60	0,70	0,75	0,80
5	0,55	0,55	0,65	0,70	0,80
6	0,50	0,55	0,60	0,70	0,80
7	0,45	0,51	0,59	0,67	0,76
8	0,43	0,48	0,57	0,65	0,75
9	0,41	0,46	0,55	0,63	0,74
12	0,36	0,42	0,51	0,59	0,71
16	0,32	0,38	0,47	0,56	0,68
20	0,29	0,35	0,44	0,53	0,66

<sup>a</sup> Cables multipolares




<sup>a</sup> Cables unipolares




NOTA 1 Los valores indicados se aplican para una profundidad de instalación de 0,7 m y una resistividad térmica del terreno de 2,5 K·m/W. Estos valores están promediados para las dimensiones de los cables y los tipos de las tablas B.52.2 a B.52.5. Los valores medios, redondeados, pueden comportar un error de hasta el ±10% en ciertos casos. (Si son necesarios valores más precisos, pueden calcularse por los métodos de la Norma IEC 60287-2-1).

NOTA 2 En caso de una resistividad térmica menor que 2,5 K·m/W los factores de corrección en general se pueden incrementar y se pueden calcular con los métodos indicados en la Norma IEC 60287-2-1.

NOTA 3 Si un circuito consta de *m* conductores paralelos por fase, para determinar el factor de reducción, este circuito debería considerarse como *m* circuitos.

El caso más desfavorable de agrupación se da en las cercanías del inversor, momento en el cual se llegan a juntar hasta 10 circuitos, y será el caso que se considere para los cálculos. Los circuitos estarán separados una distancia de 0,5 m, dado que la tabla no proporciona un valor de manera directa será necesario realizar una interpolación, tras la cual se obtiene un factor corrector de 0,73.

- **Factor corrector por resistencia térmica del terreno**

Los cables estarán directamente enterrados en el suelo a una cierta profundidad. Por la naturaleza del emplazamiento de la planta se va a considerar que el terreno es de tipo húmedo. Para determinar la resistividad del terreno se utiliza la Tabla 9[10].

**Tabla 9. Resistividad térmica del terreno en función de su naturaleza y humedad**

Resistividad térmica del terreno (K.m/W)	Naturaleza del terreno y grado de humedad
0,40	Inundado
0,50	Muy húmedo
0,70	Húmedo
0,85	Poco húmedo
1,00	Seco
1,20	Arcilloso muy seco
1,50	Arenoso muy seco
2,00	De piedra arenisca
2,50	De piedra caliza
3,00	De piedra granítica

**Tabla B.52.16 – Factores de corrección para cables enterrados directamente en el suelo o en conductos enterrados para terrenos de resistividad diferente de 2,5 K·m/W a aplicar a los valores de las corrientes admisibles para el método de referencia D**

Resistividad térmica K·m/W	0,5	0,7	1	1,5	2	2,5	3
<b>Factor de corrección para cables en conductos enterrados</b>	1,28	1,20	1,18	1,1	1,05	1	0,96
<b>Factor de corrección para cables enterrados directamente</b>	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,90
NOTA 1	Los factores de corrección dados están promediados para los rangos de dimensiones de conductores y los tipos de instalación de las tablas B.52.2 a B.52.5. La precisión global de los factores de corrección es de ±5%.						
NOTA 2	Los factores de corrección se aplican a los cables en conductos enterrados; para cables tendidos directamente en el terreno los factores de corrección para resistividades térmicas inferiores a 2,5 K·m/W serán más elevados. Si se necesitan valores más precisos, pueden calcularse por medio de los métodos dados en la Norma IEC 60287.						
NOTA 3	Los factores de corrección se aplican a los conductos enterrados hasta una profundidad de 0,8 m.						
NOTA 4	Se asume que las propiedades del terreno son uniformes. No se ha contemplado la posibilidad de la migración de humedad que puede comportar la existencia de una región de alta resistividad térmica alrededor del cable. Si se prevé el secado parcial del terreno, la corriente admisible debería determinarse a partir de los métodos especificados en la Norma IEC 60287.						

Conocido el tipo de terreno y el método de instalación, se puede conocer el factor corrector por resistividad térmica del terreno mediante la Tabla B.52.16[3], siendo este de valor 1,62 igual para todos los casos de instalación.

- **Factor corrector por profundidad**

La profundidad a la que se encuentran enterrados los cables influye en la capacidad de refrigeración, y por tanto en su capacidad máxima para transportar corriente eléctrica. Los cables serán enterrados a una profundidad de 1 m.

Tabla A.8 – Factores de corrección para distintas profundidades de soterramiento

Cables de 3,6/6 kV a 18/30 kV. Profundidad tipo 1 m				
Profundidad m	Soterrados		En tubular	
	≤185 mm <sup>2</sup>	>185 mm <sup>2</sup>	≤185 mm <sup>2</sup>	>185 mm <sup>2</sup>
0,50	1,06	1,09	1,06	1,08
0,60	1,04	1,07	1,04	1,06
0,80	1,02	1,03	1,02	1,03
1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1,25	0,98	0,98	0,98	0,98
1,50	0,97	0,96	0,97	0,96
1,75	0,96	0,94	0,96	0,95
2,00	0,95	0,93	0,95	0,94
2,50	0,93	0,91	0,93	0,92
3,00	0,92	0,89	0,92	0,91

Cables de 0,6/1 kV. Profundidad tipo 0,7 m		
Profundidad, m	Soterrados	En tubular
0,50	1,04	1,03
0,60	1,02	1,01
0,70	1,00	1,00
0,80	0,99	0,99
1,00	0,97	0,97
1,25	0,95	0,96
1,50	0,93	0,95
1,75	0,92	0,94
2,00	0,91	0,93
2,50	0,89	0,91
3,00	0,88	0,90

De la Tabla A.8[3], se obtiene un factor corrector por profundidad de 0,97, igual para todos los casos de instalación.

Una vez obtenidos los coeficientes correctores, y aplicando la ecuación mostrada al inicio del apartado se obtiene la corriente máxima admisible del cable bajo las condiciones de operación.

$$I_{z \text{ cable}} = I_N \cdot f_1 \cdot f_2 \cdot f_3 \cdot f_4 = 448 \text{ A} \cdot 0,96 \cdot 0,73 \cdot 1,63 \cdot 0,97 = 493,35 \text{ A}$$

### 4.3.3. Cálculo de la caída de tensión

La caída de tensión se produce como consecuencia del paso de corriente por un conductor eléctrico. Aunque no existe una limitación máxima en la normativa, se ha establecido que esta caída no podrá ser superior a un 3% en ningún punto del circuito entre el generador (paneles solares) y el inversor. Para el cálculo de la caída de tensión ( $\Delta V$ ) se aplica la Ec. 10.

$$\Delta V = \frac{I \cdot R \cdot L}{V_{string}} \quad (\text{Ec. 10})$$

Donde:

- $\Delta V$  = Caída de tensión porcentual (%).
- $I$  = Corriente que circula por el circuito (A).
- $R$  = Resistencia del conductor por unidad de longitud a la temperatura de trabajo ( $\Omega/\text{km}$ ).
- $L$  = Longitud del cable (m).
- $V$  = Tensión de salida del optimizador (V).

La resistencia eléctrica del conductor dependerá de la temperatura de trabajo a la que se encuentre, para determinarla se utiliza la Ec. 11.

$$R = R_{20}[1 + \alpha (T - 20)] \quad (\text{Ec. 11})$$

Donde:

- $R$  = Resistencia eléctrica del material a la temperatura de servicio ( $\Omega/\text{km}$ ).
- $R_{20}$  = Resistencia eléctrica del material a 20 °C ( $\Omega/\text{km}$ ).
- $\alpha$  = Coeficiente de variación de resistividad específica por temperatura del conductor (0,00382 para el aluminio y 0,0039 para el cobre).

Como se observa en la Ec. 11, la resistencia eléctrica depende de la temperatura a la que se encuentre trabajando, para determinar la temperatura de trabajo se utiliza la Ec. 12.

$$T = T_0 + (T_{max} - T_0) \left( \frac{I}{I_{max}} \right)^2 \quad (\text{Ec. 12})$$

Donde:

- $T$  = Temperatura del conductor bajo las condiciones de trabajo ( $^{\circ}\text{C}$ ).
- $T_0$  = Temperatura ambiente del conductor ( $^{\circ}\text{C}$ ).
- $T_{m\acute{a}x}$  = Temperatura máxima que puede soportar el conductor ( $^{\circ}\text{C}$ ).
- $I$  = Intensidad nominal que circula por el conductor (A).
- $I_{m\acute{a}x}$  = Intensidad máxima que puede circular por el conductor bajo las condiciones de instalación (A).

#### 4.3.4. Selección de conductor

Para la conexión del string de paneles solares con el optimizador se ha seleccionado el cable AL-VOLTALENE FLAMEX CPRO(S) – AL XZ1 (S) del fabricante PRYSMIAN de sección 1x400 mm<sup>2</sup>, cuyas características se recogen en la Tabla 11.

Sección (mm)	Diámetro conductor (mm)	Espesor de aislam. (mm)	Diámetro nom. aislam. (mm)	Diámetro ext. (mm)	Radio de curv. (mm)	Peso aprox. (Kg/km)	Intensidad de corriente al aire** (2)		Intensidad de corriente directamente enterrado** (2)		Intensidad de corriente bajo tubo y enterrado** (3)		Resist. del cond. ( $\Omega/\text{km}$ )	Máx. caída de tensión cc más ( $90^{\circ}\text{C}$ ) (V/(A.Km))
							2 cables (A)	3 cables (A)	2 cables (A)	3 cables (A)	2 cables (A)	3 cables (A)		
1x16	4,65	0,7	6,1	8,3	41,5	85	95	76	76	64	71	59	1,91	3,82
1x25	5,85	0,9	7,7	9,9	49,5	124	121	103	98	82	90	75	1,200	2,40
1x35	6,75	0,9	8,6	10,8	54	153	150	129	117	98	108	90	0,868	1,736
1x50	8,0	1	10,1	12,5	62,5	200	184	159	139	117	128	106	0,641	1,282
1x70	10,0	1,1	11,9	14,5	72,5	265	237	206	170	144	158	130	0,443	0,886
1x95	11,2	1,1	13,8	15,8	79	340	289	253	204	172	186	154	0,320	0,640
1x120	12,6	1,2	15,3	17,4	87	420	337	296	233	197	211	174	0,253	0,506
1x150	13,85	1,4	17	19,3	96,5	515	389	343	261	220	238	197	0,206	0,412
1x185	16,0	1,6	19,4	21,4	107	645	447	395	296	250	267	220	0,164	0,328
1x240	18,0	1,7	22,1	24,2	121	825	530	471	343	290	307	253	0,125	0,250
1x300	20,0	1,8	24,3	26,7	133,5	1035	613	547	386	326	346	286	0,100	0,200
1x400	22,6	2,0	27,0	30,0	150	1345	740	663	448	370	415	350	0,0778	0,156
1x500	26,0	2,2	30,4	33,6	252	1660	856	770	510	420	470	400	0,0605	0,121
1x630	30,0	2,4	34,8	38,6	290	2160	996	899	590	480	545	460	0,0469	0,094

Tabla 11. Características del conductor AL-VOLTALENE FLAMEX CPRO (S) – AL XZ1 (S)[11].

**4.3.5. Cálculos justificativos de selección del conductor**

En la Tabla 12 se recogen los cálculos realizados para la selección del conductor entre las combiner box (CB) y cada uno de los inversores.

Origen	Destino	Longitud (m)	Potencia (W)	Tensión (V)	In (A)	Material cable (Cu/Al)	Temperatura del terreno (°C)	Temperatura de operación del cable (°C)	Resistencia a la temp. de trabajo (Ohm/km)	Factores de corrección				Corriente máxima admisible (A)	Caída de tensión (V)	Perdidas Joule (W)	Caída de tensión (%)
										k1 (Temperatura)	K2 (Agrupamiento)	K3 (Resist. térmica)	K4 (Profundidad)				
CB1	Inversor 1	524,51	285600	1190	240	Al	25	40,38	0,08	0,96	0,73	1,62	0,97	493,35	10,53	2527,74	0,89%
CB2	Inversor 1	442,77	342720	1190	288	Al	25	47,15	0,09	0,96	0,73	1,62	0,97	493,35	10,92	3144,22	0,92%
CB3	Inversor 1	361,02	342720	1190	288	Al	25	47,15	0,09	0,96	0,73	1,62	0,97	493,35	8,90	2563,74	0,75%
CB4	Inversor 1	279,28	456960	1190	384	Al	25	64,38	0,09	0,96	0,73	1,62	0,97	493,35	9,71	3730,01	0,82%
CB5	Inversor 1	170,91	456960	1190	384	Al	25	64,38	0,09	0,96	0,73	1,62	0,97	493,35	5,94	2282,67	0,50%
CB6	Inversor 1	185,89	428400	1190	360	Al	25	59,61	0,09	0,96	0,73	1,62	0,97	493,35	5,97	2148,98	0,50%
CB7	Inversor 1	294,46	456960	1190	384	Al	25	64,38	0,09	0,96	0,73	1,62	0,97	493,35	10,24	3932,80	0,86%
CB8	Inversor 1	403,25	342720	1190	288	Al	25	47,15	0,09	0,96	0,73	1,62	0,97	493,35	9,94	2863,58	0,84%
CB9	Inversor 1	484,78	342720	1190	288	Al	25	47,15	0,09	0,96	0,73	1,62	0,97	493,35	11,95	3442,59	1,00%
CB10	Inversor 1	566,32	342720	1190	288	Al	25	47,15	0,09	0,96	0,73	1,62	0,97	493,35	13,96	4021,60	1,17%
CB11	Inversor 2	465,65	342720	1190	288	Al	25	47,15	0,09	0,96	0,73	1,62	0,97	493,35	11,48	3306,70	0,96%
CB12	Inversor 2	384,11	342720	1190	288	Al	25	47,15	0,09	0,96	0,73	1,62	0,97	493,35	9,47	2727,69	0,80%
CB13	Inversor 2	302,37	342720	1190	288	Al	25	47,15	0,09	0,96	0,73	1,62	0,97	493,35	7,46	2147,20	0,63%
CB14	Inversor 2	220,83	456960	1190	384	Al	25	64,38	0,09	0,96	0,73	1,62	0,97	493,35	7,68	2949,39	0,65%
CB15	Inversor 2	111,42	428400	1190	360	Al	25	59,61	0,09	0,96	0,73	1,62	0,97	493,35	3,58	1288,13	0,30%
CB16	Inversor 2	181,10	456960	1190	384	Al	25	64,38	0,09	0,96	0,73	1,62	0,97	493,35	6,30	2418,79	0,53%
CB17	Inversor 2	289,89	456960	1190	384	Al	25	64,38	0,09	0,96	0,73	1,62	0,97	493,35	10,08	3871,68	0,85%
CB18	Inversor 2	398,46	342720	1190	288	Al	25	47,15	0,09	0,96	0,73	1,62	0,97	493,35	9,83	2829,61	0,83%
CB19	Inversor 2	480,21	342720	1190	288	Al	25	47,15	0,09	0,96	0,73	1,62	0,97	493,35	11,84	3410,10	1,00%
CB20	Inversor 2	561,74	285600	1190	240	Al	25	40,38	0,08	0,96	0,73	1,62	0,97	493,35	11,28	2707,17	0,95%

Tabla 12. Resultados cálculo cable DC

#### 4.4 Dimensionado de cableado de almacenamiento (Inversor - BESS)

Para la conexión entre los inversores centrales y el sistema almacenamiento en baterías (BESS) se utilizarán cables unipolares cuya sección se determinará en base a criterios que se expondrán en los siguientes apartados. Los datos previos que se necesitan conocer para realizar el dimensionamiento del cable son los valores de tensión y corriente.

- Tensión

La tensión a la que se encuentran sometidos los cables vendrá determinada por la tensión nominal del sistema de baterías, según recoge la Tabla 6, la tensión nominal de trabajo del BESS es de 1152V.

- Corriente

La corriente de entrada de las baterías se calculará bajo el supuesto de que estas se encuentran trabajando a tensión y potencia nominales. La corriente se encuentra limitada por la salida del módulo DC del inversor y en consecuencia no hay que tener en consideración un factor de sobredimensionamiento de corriente. Bajo estas condiciones, la corriente nominal de operación será de 2500 A, la cual se repartirá entre los dos inversores en la misma proporción. Correspondiendo por tanto una corriente de 1250 A a cada inversor.

##### 4.4.1. Método de instalación

El BESS se colocará en las inmediaciones del grupo inversor. Los cables que conectarán ambos equipos se dispondrán enterrados bajo tubo (método de instalación D1) tal y como se muestra en la Figura 4.

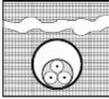
70		Cable multipolar en tubo o en conducto cerrado de sección no circular en el suelo	D1
----	---	---	----

Figura 4. Método de instalación de cables enterrados bajo tubo[3].

#### 4.4.2. Cálculo de la corriente máxima admisible

Para determinar la corriente máxima admisible que podrá circular por los cables sin que se produzca el deterioro del aislante. Se seguirá la metodología de cálculo recogida en la norma IEC 60364-5-52[3]. La cual establece que la corriente nominal del cable debe ser corregida de acuerdo con la siguiente expresión.

$$I_{z\ cable} = I_N \cdot f_1 \cdot f_2 \cdot f_3 \cdot f_4 \quad (Ec. 13)$$

Donde:

- $I_{z\ cable}$  = Corriente máxima admisible del cable condiciones de operación (A).
- $I_N$  = Corriente máxima admisible bajo condiciones normalizadas (A).
- $f_1$  = Factor corrector por temperatura.
- $f_2$  = Factor corrector por agrupamiento.
- $f_3$  = Factor corrector por resistencia térmica del terreno.
- $f_4$  = Factor corrector por profundidad.

Será necesario utilizar factores de corrección cuando las condiciones de instalación del cable sean distintas a las de ensayo del cable bajo la norma IEC 60364.

- **Factor corrector por temperatura exterior**

En este caso la temperatura del terreno se estima en 25°C, con este dato y sabiendo que el cable a utilizar tiene aislamiento XLPE se puede extraer el factor corrector a aplicar de la Tabla B.52.15[3]. Para estas condiciones de diseño se obtiene un factor corrector de 0,96.

Tabla B. 52.15 – Factores de corrección para temperaturas ambiente del terreno diferentes de 20 °C a aplicar a los valores de las corrientes admisibles para cables en conductos en el suelo

Temperatura del terreno °C	Aislamiento	
	PVC	XLPE y EPR
10	1,10	1,07
15	1,05	1,04
20	1,00	1,00
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,71	0,80
50	0,63	0,76
55	0,55	0,71
60	0,45	0,65
65	–	0,60
70	–	0,53
75	–	0,46
80	–	0,38

- Factor corrector por agrupamiento

En caso de que haya más de un circuito agrupado será necesario aplicar un factor corrector por agrupamiento, que dependerá del número de circuitos agrupados y de la distancia entre ellos. Para obtener este factor se recurre a la Tabla B.52.18[3] de la norma.

B) Cables unipolares en conductos individuales no magnéticos				
Número de circuitos unipolares de dos o tres cables	Distancia entre conductos <sup>b</sup>			
	Nula (conductos en contacto)	0,25 m	0,5 m	1,0 m
2	0,80	0,90	0,90	0,95
3	0,70	0,80	0,85	0,90
4	0,65	0,75	0,80	0,90
5	0,60	0,70	0,80	0,90
6	0,60	0,70	0,80	0,90
7	0,53	0,66	0,76	0,87
8	0,50	0,63	0,74	0,87
9	0,47	0,61	0,73	0,86
10	0,45	0,59	0,72	0,85
11	0,43	0,57	0,70	0,85
12	0,41	0,56	0,69	0,84
13	0,39	0,54	0,68	0,84
14	0,37	0,53	0,68	0,83
15	0,35	0,52	0,67	0,83
16	0,34	0,51	0,66	0,83
17	0,33	0,50	0,65	0,82
18	0,31	0,49	0,65	0,82
19	0,30	0,48	0,64	0,82
20	0,29	0,47	0,63	0,81

<sup>a</sup> Cables multipolares



<sup>b</sup> Cables unipolares



NOTA 1 Los valores indicados se aplican para una profundidad de instalación de 0,7 m y una resistividad térmica del terreno de 2,5 K m/W. Estos valores están promediados para las dimensiones de los cables y los tipos de las tablas B.52.2 a B.52.5. Los valores medios, redondeados, pueden comportar un error de hasta el ±10% en ciertos casos. Si son necesarios valores más precisos, pueden calcularse por los métodos de la serie de Normas IEC 60287.

NOTA 2 En caso de una resistividad térmica menor que 2,5 K m/W los factores de corrección en general se pueden incrementar y se pueden calcular con los métodos indicados en la Norma IEC 60287-2-1.

NOTA 3 Si un circuito consta de n conductores paralelos por fase, para determinar el factor de reducción, este circuito debería considerarse como n circuitos.

Para cumplir con los requisitos de corriente admisible y como consecuencia de las altas corrientes nominales que circularán, ha sido necesario colocar 6 pares de cables entre cada inversor y el contenedor BESS. Los cables se dispondrán en contacto entre ellos, por lo que el factor corrector a utilizar será 0,60.

- **Factor corrector por resistencia térmica del terreno**

Los cables se dispondrán enterrados bajo tubo a una cierta profundidad. Por la naturaleza del emplazamiento de la planta se va a considerar que el terreno es de tipo húmedo. Para determinar la resistividad del terreno se utiliza la Tabla 9[3].

**Tabla 9. Resistividad térmica del terreno en función de su naturaleza y humedad**

Resistividad térmica del terreno (K.m/W)	Naturaleza del terreno y grado de humedad
0,40	Inundado
0,50	Muy húmedo
0,70	Húmedo
0,85	Poco húmedo
1,00	Seco
1,20	Arcilloso muy seco
1,50	Arenoso muy seco
2,00	De piedra arenisca
2,50	De piedra caliza
3,00	De piedra granítica

**Tabla B.52.16 – Factores de corrección para cables enterrados directamente en el suelo o en conductos enterrados para terrenos de resistividad diferente de 2,5 K·m/W a aplicar a los valores de las corrientes admisibles para el método de referencia D**

Resistividad térmica K·m/W	0,5	0,7	1	1,5	2	2,5	3
<b>Factor de corrección para cables en conductos enterrados</b>	1,28	1,20	1,18	1,1	1,05	1	0,96
<b>Factor de corrección para cables enterrados directamente</b>	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,90
NOTA 1	Los factores de corrección dados están promediados para los rangos de dimensiones de conductores y los tipos de instalación de las tablas B.52.2 a B.52.5. La precisión global de los factores de corrección es de ±5%.						
NOTA 2	Los factores de corrección se aplican a los cables en conductos enterrados; para cables tendidos directamente en el terreno los factores de corrección para resistividades térmicas inferiores a 2,5 K·m/W serán más elevados. Si se necesitan valores más precisos, pueden calcularse por medio de los métodos dados en la Norma IEC 60287.						
NOTA 3	Los factores de corrección se aplican a los conductos enterrados hasta una profundidad de 0,8 m.						
NOTA 4	Se asume que las propiedades del terreno son uniformes. No se ha contemplado la posibilidad de la migración de humedad que puede comportar la existencia de una región de alta resistividad térmica alrededor del cable. Si se prevé el secado parcial del terreno, la corriente admisible debería determinarse a partir de los métodos especificados en la Norma IEC 60287.						

Conocido el tipo de terreno y el método de instalación de los cables, se puede determinar el factor corrector por resistividad térmica del terreno mediante la Tabla B.52.16[3], siendo este de valor 1,20.

- **Factor corrector por profundidad**

La profundidad a la que se encuentran enterrados los cables influye en la capacidad de refrigeración de estos, y por tanto en su capacidad máxima para transportar corriente el eléctrica. Los cables serán enterrados a una profundidad de 1 m.

Tabla A.8 – Factores de corrección para distintas profundidades de soterramiento

Cables de 3,6/6 kV a 18/30 kV. Profundidad tipo 1 m				
Profundidad m	Soterrados		En tubular	
	≤185 mm <sup>2</sup>	>185 mm <sup>2</sup>	≤185 mm <sup>2</sup>	>185 mm <sup>2</sup>
0,50	1,06	1,09	1,06	1,08
0,60	1,04	1,07	1,04	1,06
0,80	1,02	1,03	1,02	1,03
1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1,25	0,98	0,98	0,98	0,98
1,50	0,97	0,96	0,97	0,96
1,75	0,96	0,94	0,96	0,95
2,00	0,95	0,93	0,95	0,94
2,50	0,93	0,91	0,93	0,92
3,00	0,92	0,89	0,92	0,91

Cables de 0,6/1 kV. Profundidad tipo 0,7 m		
Profundidad, m	Soterrados	En tubular
0,50	1,04	1,03
0,60	1,02	1,01
0,70	1,00	1,00
0,80	0,99	0,99
1,00	0,97	0,97
1,25	0,95	0,96
1,50	0,93	0,95
1,75	0,92	0,94
2,00	0,91	0,93
2,50	0,89	0,91
3,00	0,88	0,90

De la Tabla A.8[3], se obtiene un factor corrector por profundidad de 0,97, igual para todos los casos de instalación.

Una vez obtenidos los coeficientes correctores, y aplicando la Ec. 13 mostrada al inicio del apartado, se obtiene la corriente máxima admisible del cable bajo las condiciones de operación.

$$I_{z \text{ cable}} = I_N \cdot f_1 \cdot f_2 \cdot f_3 \cdot f_4 = 336 \text{ A} \cdot 0,96 \cdot 0,60 \cdot 1,20 \cdot 0,97 = 225,28 \text{ A}$$

#### 4.4.3. Cálculo de la caída de tensión

La caída de tensión se produce como consecuencia del paso de corriente por un conductor eléctrico. Aunque no existe una limitación máxima en la normativa, se ha establecido que esta caída no podrá ser superior a un 3% en ningún punto del circuito entre el generador (paneles solares) y el inversor. Para el cálculo de la caída de tensión ( $\Delta V$ ) se aplica la Ec. 14.

$$\Delta V = \frac{I \cdot R \cdot L}{V_{string}} \quad (\text{Ec. 14})$$

Donde:

- $\Delta V$  = Caída de tensión porcentual (%).
- $I$  = Corriente que circula por el circuito (A).
- $R$  = Resistencia del conductor por unidad de longitud a la temperatura de trabajo ( $\Omega/\text{km}$ ).
- $L$  = Longitud del cable (m).
- $V$  = Tensión de salida del optimizador (V).

La resistencia eléctrica del conductor dependerá de su temperatura de trabajo, para determinarla se utiliza la Ec. 15.

$$R = R_{20}[1 + \alpha (T - 20)] \quad (\text{Ec. 15})$$

Donde:

- $R$  = Resistencia eléctrica del material a la temperatura de servicio ( $\Omega/\text{km}$ ).
- $R_{20}$  = Resistencia eléctrica del material a 20 °C ( $\Omega/\text{km}$ ).
- $\alpha$  = Coeficiente de variación de resistividad específica por temperatura del conductor (0,00382 para el aluminio y 0,0039 para el cobre).

Como se observa en la Ec. 13, la resistencia eléctrica depende de la temperatura a la que se encuentre trabajando, para determinar la temperatura de trabajo se utiliza la Ec. 16.

$$T = T_0 + (T_{max} - T_0) \left( \frac{I}{I_{max}} \right)^2 \quad (\text{Ec. 16})$$

Donde:

- $T$  = Temperatura del conductor bajo las condiciones de trabajo ( $^{\circ}\text{C}$ ).
- $T_0$  = Temperatura ambiente del conductor ( $^{\circ}\text{C}$ ).
- $T_{m\acute{a}x}$  = Temperatura máxima que puede soportar el conductor ( $^{\circ}\text{C}$ ).
- $I$  = Intensidad nominal que circula por el conductor (A).
- $I_{m\acute{a}x}$  = Intensidad máxima que puede circular por el conductor bajo las condiciones de instalación (A).

#### 4.4.4. Selección de conductor

Para la conexión entre los inversores y el BESS se ha seleccionado el cable RETENAX CPRO FLEX – RV – K del fabricante PRYSMIAN de sección  $1 \times 240 \text{ mm}^2$ , cuyas características se recogen en la Tabla 13.

Número de conductores x sección (mm <sup>2</sup> )	Espesor de aislamiento (mm) (1)	Diámetro exterior (mm) (1)	Peso (kg/km) (1)	Resistencia del conductor a 20 $^{\circ}\text{C}$ ( $\Omega/\text{km}$ )	Intensidad admisible al aire (2) (A)	Intensidad admisible enterrado (3) (A)	Caída de tensión (V/A km) (2) y (3)	
							$\cos \Phi = 1$	$\cos \Phi = 0,8$
1 x 1,5	0,7	5,7	42	13,3	21	21	26,50	21,36
1 x 2,5	0,7	6,2	54	7,98	30	27,5	15,92	12,88
1 x 4	0,7	6,6	70	4,95	40	35	9,96	8,1
1 x 6	0,7	7,2	91	3,3	52	44	6,74	5,51
1 x 10	0,7	8,3	135	1,91	72	58	4	3,31
1 x 16	0,7	9,4	191	1,21	97	75	2,51	2,12
1 x 25	0,9	11	280	0,78	122	96	1,59	1,37
1 x 35	0,9	12,5	389	0,554	153	117	1,15	1,01
1 x 50	1	14,2	537	0,386	188	138	0,85	0,77
1 x 70	1,1	15,8	726	0,272	243	170	0,59	0,56
1 x 95	1,1	17,9	958	0,206	298	202	0,42	0,43
1 x 120	1,2	18,9	1170	0,161	350	230	0,34	0,36
1 x 150	1,4	21,2	1460	0,129	401	260	0,27	0,31
1 x 185	1,6	23,8	1830	0,106	460	291	0,22	0,26
1 x 240	1,7	26,7	2310	0,0801	545	336	0,17	0,22
1 x 300	1,8	29,3	3100	0,0641	630	380	0,14	0,19

Tabla 13. Características del conductor RETENAX CPRO FLEX - RV - K[12]

**4.4.5. Cálculos justificativos de selección del conductor**

En la Tabla 14 se recogen los cálculos realizados para la selección del conductor del conjunto Inversor – BESS.

Origen	Destino	Longitud (m)	Potencia (kW)	Tensión (V)	In (A)	Número de cables	Corriente por cable (A)	Material cable (Cu/Al)	Temperatura del terreno (°C)	Temperatura de operación del cable (°C)	Resistencia a la temp. de trabajo (Ohm/km)	Factores de corrección				Corriente máxima admisible (A)	Caída de tensión (V)	Perdidas Joule (W)	Caída de tensión (%)
												k1 (Temperatura)	K2 (Agrupamiento)	K3 (Resist. térmica)	K4 (Profundidad)				
Inversor 1	BESS	32,80	1440	1152	1250	6	208,33	Cu	25	80,59	0,0990	0,96	0,60	1,2	0,97	225,28	0,68	845,86	0,06%
Inversor 2	BESS	32,80	1440	1152	1250	6	208,33	Cu	25	80,59	0,0990	0,96	0,60	1,2	0,97	225,28	0,68	845,86	0,06%

Tabla 14. Resultados cálculo cable DC

## 4.5 Resumen resultados cableado DC

Una vez realizado el dimensionamiento de los cables de acuerdo con la normativa IEC 60364-5-52[3] y habiendo comprobado que las secciones que se obtienen en el cálculo cumplen con los requisitos establecidos en la misma, se puede establecer que los cálculos desarrollados en este Anexo son válidos.

A continuación se resumen el tipo, así como la sección de cable utilizada y la longitud del mismo, para cada uno de los diferentes circuitos que componen la planta.

- **Panel solar – Optimizador:** Cable tipo H1Z2Z2-K modelo PRYSOLAR del fabricante PRYSMIAN de sección 1x6 mm<sup>2</sup>. Los resultados del cálculo se recogen en la Tabla 15.

Cable 1x6	
Perdidas Joule (kW)	76,8
Caída de tensión máxima (%)	0,48%
Longitud de cable necesaria (m)	32239,2

Tabla 15. Resumen resultados (String - Optimizador).

- **Optimizador – Combiner box:** Cable tipo H1Z2Z2-K modelo PRYSOLAR del fabricante PRYSMIAN de sección 1x10 mm<sup>2</sup>. Los resultados del cálculo se recogen en la Tabla 16.

Cable 1x10	
Perdidas Joule (kW)	50,63
Caída de tensión máxima (%)	1,11%
Longitud de cable necesaria (m)	38502,8

Tabla 16. Resumen resultados (Optimizador – Combiner box).

- **Combiner box – Inversor:** Cable tipo XZ1 modelo AL-VOLTALENE FLAMEX CPRO(S) del fabricante PRYSMIAN de sección 1x400 mm<sup>2</sup>. Los resultados del cálculo se recogen en la Tabla 17.

Cable 1x400	
Perdidas Joule (kW)	58,3
Caída de tensión máxima (%)	1,17%
Longitud de cable necesaria (m)	7109,0

Tabla 17. Resumen resultados (Combiner box – Inversor).

- **Inversor – BESS:** Cable tipo RV-K modelo RETENAX CPRO FLEX del fabricante PRYSMIAN de sección 6x(1x240) mm<sup>2</sup>. Los resultados del cálculo se recogen en la Tabla 18.

<b>Cable 1x240</b>	
<b>Perdidas Joule (kW)</b>	1,69
<b>Caída de tensión máxima (%)</b>	0,06%
<b>Longitud de cable necesaria (m)</b>	393,6

Tabla 18. Resumen resultados (Inversor – BESS).

Para finalizar se recogen en la Tabla 19, las pérdidas totales en el cableado DC así como la caída de tensión total cuando la planta se encuentra funcionando a plena potencia.

<b>Potencia nominal planta (kW)</b>	7607,6
<b>Pérdidas totales (kW)</b>	185,70
<b>Perdida potencia (%)</b>	2,44%
<b>Caída máxima de tensión (V)</b>	31,13
<b>Caída máxima de tensión (%)</b>	2,76%

Tabla 19. Pérdidas de potencia y tensión cuando la planta trabaja a plena potencia.

## 5. Bibliografía

- [1] «IEC 62548:2016 | IEC Webstore | solar panel, photovoltaic, PV, solar power, rural electrification, LVDC». <https://webstore.iec.ch/publication/25949> (accedido 3 de julio de 2023).
- [2] «IEC 60228:2004 | IEC Webstore». <https://webstore.iec.ch/publication/1065> (accedido 3 de julio de 2023).
- [3] «UNE-HD 60364-5-52:2014 Instalaciones eléctricas de baja tensió...» <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma?c=N0054027> (accedido 3 de julio de 2023).
- [4] «Canadian\_Solar-Datasheet- BiHiKu7\_CS7N-MB-AG\_Bifacial High efficiency | Enhanced Reader».
- [5] S. A. Electrical Connectors, «Solarline | Connectors for renewable energy», Accedido: 3 de julio de 2023. [En línea]. Disponible en: [www.staubli.com/re-downloads.html](http://www.staubli.com/re-downloads.html)
- [6] «String Optimizers - Ampt». <https://www.ampt.com/products/string-optimizers/> (accedido 17 de junio de 2023).
- [7] «Sunny Central 2200 / 2475 | SMA Solar». <https://www.sma.de/es/productos/inversor-fotovoltaico/sunny-central-2200-2475> (accedido 17 de junio de 2023).
- [8] «NESP (LFP) Outside Accessible Container Solutions - MPINarada». <https://mpinarada.com/nesp-lfp-outside-accessible-container-solutions/> (accedido 23 de junio de 2023).
- [9] «Prysmian PRYSOLAR 1,5/1,5 kVdc | H1Z2Z2-K | Eca | Prysmian Group». <https://es.prysmiangroup.com/centro-de-productos/construction-and-infraestructures/Prysmian-PrySolar-1-5-1-5-kVdc-H1Z2Z2-K-Eca> (accedido 18 de junio de 2023).
- [10] «IEC 60502-2:2014 | IEC Webstore». <https://webstore.iec.ch/publication/2272> (accedido 3 de julio de 2023).

- [11] «Al Voltalene Flamex CPRO (S) | AL XZ1 (S) | Eca | Prysmian Group». <https://es.prysmiangroup.com/centro-de-productos/construction-and-infrastructures/Prysmian-Al-Voltalene-Flamex-CPRO-S-AL-XZ1-Eca> (accedido 18 de junio de 2023).
- [12] «Retenax CPRO Flex | RV-K | Eca | Prysmian Group». <https://es.prysmiangroup.com/centro-de-productos/construction-and-infrastructures/Prysmian-Retenax-CPRO-Flex-RV-K-Eca> (accedido 19 de junio de 2023).

## PRYSMIAN PRYSOLAR - H1Z2Z2-K



L C I E

Tensión asignada: 1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) (1,8/1,8 kVdc máx.)  
 Norma diseño: UNE-EN 50618 / IEC 62930  
 Designación genérica: H1Z2Z2-K



N° DoP 1017844

DESCÁRGATE la DoP  
 (declaración de prestaciones)  
<https://es.prysmiangroup.com/dop>



No propagación de la llama  
 UNE-EN 60332-1-2  
 IEC 60332-1-2  
 NFC 32070-C2



Libre de halógenos  
 IEC 62821-1  
 UNE-EN 50525-1



Baja opacidad de humos  
 UNE-EN 61034-2  
 IEC 61034-2

## WET-I 1500

NUEVO

Test Prysmian Group para asegurar el comportamiento del cable inmerso en agua por periodos prolongados.

Simula una situación similar a la que el cable está expuesto en una planta FV.

Condiciones del test:

- 1800 V DC (Máx voltaje)
- Agua a 70 °C
- > 1500 ciclos



Máxima Resistencia al agua en dc (AD8 + test especial WET-I1500)



Resistencia al frío



Cable flexible



Resistencia a los rayos ultravioleta



Resistencia a los golpes



Resistencia a los agentes químicos



Resistencia al ozono



Resistencia al calor húmedo

- Temperatura de servicio: -40 °C, +90 °C (Cable termoestable), +120°C (20 000h).
- Ensayo de tensión durante 5 min: 6500 Vac / 15000 Vdc.

## Reacción al fuego

## Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): E<sub>ca</sub>.
- Requerimientos de fuego: UNE-EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: UNE-EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo: UNE-EN 60332-1-2.

## Normativa de fuego completa (incluidas normas aplicables a países no pertenecientes a la Unión Europea):

- No propagación de la llama:  
 UNE-EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2.
- Libre de halógenos:  
 IEC 62821-1 Anexo B, UNE-EN 50525-1 Anexo B.
- Baja opacidad de humos:  
 UNE-EN 61034-2; IEC 61034-2.

## PRYSMIAN PRYSOLAR - H1Z2Z2-K



L C I E

Tensión asignada: 1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) (1,8/1,8 kVdc máx.)

Norma diseño: UNE-EN 50618 / IEC 62930

Designación genérica: H1Z2Z2-K



### Datos técnicos

Número de conductores x sección (mm <sup>2</sup> )	Diámetro máximo del conductor (mm) (1)	Diámetro exterior del cable (valor máximo) (mm)	Radio mínimo de curvatura dinámico (mm)	Radio mínimo de curvatura estático (mm)	Peso (kg/km) (1)	Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km)	Intensidad admisible al aire (2) (A)	Intensidad admisible al aire. T ambiente 60 °C y T conductor 120 °C (3)	Intensidad admisible bajo tubo enterrado (4) (A)	Caída de tensión (V/A km) (2)
1x1,5	1,8	5,4	22	16	33	13,7	24	30	24	27,4
1x2,5	2,4	5,9	24	18	45	8,21	34	41	32	16,42
1x4	3,0	6,6	26	20	61	5,09	46	55	42	10,18
1x6	3,9	7,4	30	22	80	3,39	59	70	53	6,78
1x10	5,1	8,8	35	26	124	1,95	82	98	70	3,90
1x16	6,3	10,1	40	30	186	1,24	110	132	91	2,48
1x25	7,8	12,5	63	50	286	0,795	140	176	116	1,59
1x35	9,2	14,0	70	56	390	0,565	182	218	140	1,13
1x50	11,0	16,3	82	65	542	0,393	220	276	166	0,786
1x70	13,1	18,7	94	75	742	0,277	282	347	204	0,554
1x95	15,1	20,8	125	83	953	0,210	343	416	241	0,42
1x120	17,0	22,8	137	91	1206	0,164	397	488	275	0,328
1x150	19,0	25,5	153	102	1500	0,132	458	566	311	0,264
1x185	21,0	28,5	171	114	1843	0,108	523	644	348	0,216
1x240	24,0	32,1	193	128	2304	0,0817	617	775	402	0,1634

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C). Con exposición directa al sol, multiplicar la corriente por 0,85.

→ XLPE2 con instalación tipo F → columna 13. (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).

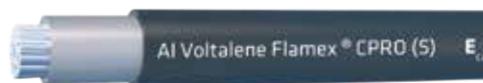
(3) Instalación de conductores separados con renovación eficaz del aire en toda su cubierta (cables suspendidos).

(4) Instalación bajo tubo enterrada con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K·m/W y temperatura del terreno 25 °C. XLPE2 con instalación tipo D1 (Cu) (monofásica o continua).

Temperatura ambiente 60 °C (a la sombra) y temperatura máxima en el conductor 120 °C. Valor que puede soportar el cable, 20 000 h a lo largo de su vida estimada (30 años).

# AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S) AL XZ1 (S)

Tensión asignada: 0,6/1 kV (1,2/1,2 kVac máx./ 1,8/1,8 kVdc máx.)  
 Norma diseño: UNE-HD 603-5X-1  
 Designación genérica: AL XZ1 (S)



## CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS



**NO PROPAGACIÓN DE LA LLAMA**  
EN 60332-1-2  
IEC 60332-1-2



**LIBRE DE HALÓGENOS**  
EN 60754-2  
EN 60754-1  
IEC 60754-2  
IEC 60754-1



**REDUCIDA EMISIÓN DE GASES TÓXICOS**  
EN 60754-2  
NFC 20454  
DEF-STAN 02-713



**DESCÁRGATE**  
la DoP (Declaración de Prestaciones) en este código QR.  
<https://es.prysmiangroup.com/DoP>



**Nº DoP 1003862**



**BAJA OPACIDAD DE HUMOS**  
EN 61034-2  
IEC 61034-2



**NULLA EMISIÓN DE GASES CORROSIVOS**  
EN 60754-2  
IEC 60754-2  
NFC 20453



**RESISTENCIA AL AGUA (AD7)**



**RESISTENCIA AL FRÍO**



**RESISTENCIA A LOS RAYOS ULTRAVIOLETA**



**RESISTENCIA A LOS AGENTES QUÍMICOS**



**RESISTENCIA A LAS GRASAS Y ACEITES**



**RESISTENCIA A LOS GOLPES**



**RESISTENCIA AL OZONO**



### ENSAYOS DE TENSIÓN SOPORTADA ELEVADA.

6,5 kVac y 15 kVdc, 5 minutos (EN 50618).

### RESISTENCIA A LOS RAYOS UVA MEJORADA.

(EN 50618 y UNE-HD 605 S2).

### COMPORTAMIENTO FRENTE AL FUEGO MEJORADO.

### MAYOR RESISTENCIA MECÁNICA.

### NORMALIZADO POR LAS PRINCIPALES COMPAÑÍAS ELÉCTRICAS.

#### Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Nivel de prestación: **Eca**.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo: **EN 60332-1-2**.

#### Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:

- No propagación de la llama: IEC 60332-1-2.
- Opacidad humos: IEC 61034-1-2.
- Libre de halógenos: IEC 60754-1.
- Emisión de gases corrosivos: IEC 60754-2.
- Baja opacidad de humos: EN 61034-2; IEC 61034-2.

## CONSTRUCCIÓN

#### CONDUCTOR

**Metal:** aluminio clase 2 de acuerdo a IEC 50228.

#### AISLAMIENTO

**Material:** mezcla de polietileno reticulado (XLPE), tipo DIX3 según HD 603-1.

#### CUBIERTA INTERNA

**Material:** mezcla LSOH tipo Flamex DMO 1, según UNE-HD 603-5.

**Color:** negro.

## APLICACIONES

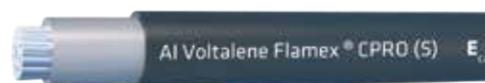
Cable de baja tensión libre de halógenos apto para instalaciones subterráneas e instalaciones al aire. Apto para aplicaciones en campos solares.

Apto para instalación en sistemas fotovoltaicos cuya tensión entre conductores o entre conductor y tierra no supere los 1800 Vdc. Incluidos sistemas en isla (IT).

Permitido para soterramiento directo (sin tubo o conducto).

# AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S) AL XZ1 (S)

Tensión asignada: 0,6/1 kV (1,2/1,2 kVac máx./ 1,8/1,8 kVdc máx.)  
Norma diseño: UNE-HD 603-5X-1  
Designación genérica: AL XZ1 (S)



## CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

Norma de referencia: UNE HD 603-5X-1.  
Temperatura de servicio (Inst. fija): -25 + 90 °C.  
Temperatura máx. en régimen de cc: 250 °C.  
Radio mín. de curvatura: 5D (D = diámetro exterior).  
Máximo esfuerzo de tracción: 30 N/mm<sup>2</sup>.  
**Carga mínima de rotura (cubierta): 12,5 N/mm<sup>2</sup>.**  
**Alargamiento mínimo hasta la rotura (cubierta): 300%.**  
**Resistencia al desgarro (cubierta): 9 N/mm<sup>2</sup> (UNE HD 605-1).**  
**Tensión asignada c.a.: 0,6/1 kV.**  
Tensión asignada en c.c.: U<sub>0</sub>/U = 1,5/1,5 kVdc.  
Tensión máxima en c.a.- c.c.: 1,2/1,2 kV - 1,8/1,8 kVdc; EN 50618, IEC 60502-1.  
Ensayo de tensión durante 5 min (EN 50618): 6,5 kVac y 15 kVdc.  
Ensayo de tensión durante 5 min. (HD 603-5X): 3,5 kV.  
Posibilidad intermitente parcial o total de estar cubierto en agua: AD7.

**Ensayo de abrasión: HD 603-1 Tabla 4C DMO 1.**  
**Resistencia a la abrasión: / Abrasion resistance:**  
**Masa aplicada: 18 kg.**  
**Nº de desplazamientos: 8.**

Resistencia UV: UNE HD 605 S2.  
Resistencia UV: EN 50618.  
Resistencia al ozono: EN 50618.  
Resistencia de aislamiento a 90 °C conductor: 1012 Ω·cm.  
Constante de resistencia aislamiento Ki: 3,67 MΩ·cm.

Resistencia a la penetración de la humedad por la unión entre aislamiento y cubierta.

Menor impacto ambiental por la eliminación de estabilizantes con plomo y plastificantes.

SECCIÓN [mm]	DIÁMETRO CONDUCTOR* [mm]	ESPESOR DE AISLAM. [mm]	Ø NOM. AISLAM. [mm]	DIÁMETRO EXTERIOR* [mm]	RADIO DE CURVATURA [mm]	PESO APROX. [kg/km]	INTENSIDAD DE CORRIENTE AL AIRE** (2)		INTENSIDAD DE CORRIENTE DIRECTAMENTE ENTERRADO** (2)		INTENSIDAD DE CORRIENTE BAJO TUBO Y ENTERRADO** (3)		RESIS- TENCIA DEL COND. [Ω/km]	MÁXIMA CAIDA DE TENSIÓN cc MÁS [V/(A.km)]
							2 CABLES [A]	3 CABLES [A]	2 CABLES [A]	3 CABLES [A]	2 CABLES [A]	3 CABLES [A]		
1 x 16	4,65	0,7	6,1	8,3	41,5	85	95	76	76	64	71	59	1,910	3,82
1 x 25	5,85	0,9	7,7	9,9	49,5	124	121	103	98	82	90	75	1,200	2,40
1 x 35	6,75	0,9	8,6	10,8	54	153	150	129	117	98	108	90	0,868	1,736
1 x 50	8,0	1	10,1	12,5	62,5	200	184	159	139	117	128	106	0,641	1,282
1 x 70	10,0	1,1	11,9	14,5	72,5	265	237	206	170	144	158	130	0,443	0,886
1 x 95	11,2	1,1	13,8	15,8	79	340	289	253	204	172	186	154	0,320	0,640
1 x 120	12,6	1,2	15,3	17,4	87	420	337	296	233	197	211	174	0,253	0,506
1 x 150	13,85	1,4	17	19,3	96,5	515	389	343	261	220	238	197	0,206	0,412
1 x 185	16,0	1,6	19,4	21,4	107	645	447	395	296	250	267	220	0,164	0,328
1 x 240	18,0	1,7	22,1	24,2	121	825	530	471	343	290	307	253	0,125	0,250
1 x 300	20,0	1,8	24,3	26,7	133,5	1035	613	547	386	326	346	286	0,100	0,200
1 x 400	22,6	2,0	27,0	30,0	150	1345	740	663	448	370	415	350	0,0778	0,156
1 x 500	26,0	2,2	30,4	33,6	252	1660	856	770	510	420	470	400	0,0605	0,121
1 x 630	30,0	2,4	34,8	38,6	290	2160	996	899	590	480	545	460	0,0469	0,094

\* Valores sujetos a tolerancias de fabricación.

\*\* Intensidad máxima admisible según UNE-HD 60364-5-52 (IEC 60364-5-52).

- (1) Considerando 2 o 3 conductores cargados tendidos en contacto al aire a temperatura ambiente de 30 °C. Instalación tipo F, tabla B.52.13 de UNE-HD 60364-5-52 y IEC 60364-5-52.
- (2) Considerando 2 o 3 conductores cargados tendidos en contacto y directamente enterrados a una profundidad de 0,7 m, temperatura del terreno 20 °C y resistividad térmica del suelo de 2,5 K·m/W según tabla B.52.3 y tabla B.52.5 de UNE-HD 60364-5-52, (IEC 60364-5-52). Instalación tipo D2. Secciones superiores a 300 mm<sup>2</sup> calculadas según IEC 60287.
- (2) Considerando 2 o 3 conductores unipolares cargados tendidos en contacto y enterrados bajo tubo a una profundidad de 0,7 m, temperatura del terreno 20 °C y resistividad térmica del suelo de 2,5 K·m/W según tabla B.52.3 y tabla B.52.5 de UNE-HD 60364-5-52, (IEC 60364-5-52). Instalación tipo D1. Secciones superiores a 300 mm<sup>2</sup> calculadas según IEC 60287.

## RETENAX CPRO Flex - RV-K

Tensión asignada: 0,6/1 kV  
 Norma diseño: UNE 21123-2  
 Designación genérica: RV-K

E<sub>ca</sub>

N° DoP 1003873



DESCÁRGATE la DoP  
 (declaración de prestaciones)  
<https://es.prysmiangroup.com/dop>



No propagación  
 de la llama  
 UNE-EN 60332-1-2  
 IEC 60332-1-2



Reducida emisión  
 de halógenos  
 UNE-EN 60754-1  
 IEC 60754-1  
 (emisión HCl < 14%)



Resistencia  
 a la absorción  
 del agua



Resistencia  
 al frío



Cable flexible



Resistencia  
 a los rayos  
 ultravioleta

- Temperatura de servicio: -25 °C, +90 °C (Cable termoestable).
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 3500 V.

### Reacción al fuego

#### Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): E<sub>ca</sub>.
- Requerimientos de fuego: UNE-EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: UNE-EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo: UNE-EN 60332-1-2.

#### Normativa de fuego completa (incluidas normas aplicables a países no pertenecientes a la Unión Europea):

- No propagación de la llama:  
[UNE-EN 60332-1-2](#); IEC 60332-1-2
- Reducida emisión de halógenos:  
[UNE-EN 60754-1](#); IEC 60754-1 (emisión HCl < 14 %).

## RETENAX CPRO Flex - RV-K

Tensión asignada: 0,6/1 kV  
 Norma diseño: UNE 21123-2  
 Designación genérica: RV-K



### Construcción

#### 1. Conductor

**Metal:** cobre recocido.

**Flexibilidad:** flexible, clase 5, según UNE EN 60228.

**Temperatura máxima en el conductor:** 90 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

#### 2. Aislamiento

**Material:** mezcla de polietileno reticulado (XLPE) Tipo DIX 3, según HD 603-1.

**Colores:** marrón, negro, gris, azul, amarillo/verde según UNE 21089-1. Unipolares color natural.

#### 3. Elemento separador

Cinta de papel longitudinal (opcional).

#### 4. Relleno

**Material:** Si es necesario, mezcla termoplástica apropiada.

#### 5. Cubierta

**Material:** policloruro de vinilo (PVC) tipo DMV-18 según HD 603-1.

**Colores:** negro o crema.

### Aplicaciones

Cable de fácil pelado y alta flexibilidad para instalaciones subterráneas en general e instalaciones al aire en las que se requiere una gran facilidad de manipulación y no es obligatorio AFUMEX Class (AS).

- Redes subterráneas de distribución e instalaciones subterráneas (ITC-BT 07).
- Redes subterráneas de alumbrado exterior (ITC-BT 09).
- Instalaciones interiores o receptoras (ITC-BT 20); salvo obligación de AFUMEX Class (AS) (ver ITC-BT 28 y R.D. 2267 / 2004).

Los cables RV-K no están permitidos en servicios provisionales en general (obras, ferias, stands... ITC-BT 33, 34 ...) ni para servicios móviles, ni prolongadores (ver Flextreme Max), ni para servicios sumergidos (ver Flextreme Max).

## RETENAX CPRO Flex - RV-K

Tensión asignada: 0,6/1 kV  
 Norma diseño: UNE 21123-2  
 Designación genérica: RV-K



### Datos técnicos

Número de conductores x sección (mm <sup>2</sup> )	Espesor de aislamiento (mm) (1)	Diámetro exterior (mm) (1)	Peso (kg/km) (1)	Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km)	Intensidad admisible al aire (2) (A)	Intensidad admisible enterrado (3) (A)	Caída de tensión (V/A km) (2) y (3)	
							cos Φ = 1	cos Φ = 0,8
1 x 1,5	0,7	5,7	42	13,3	21	21	26,50	21,36
1 x 2,5	0,7	6,2	54	7,98	30	27,5	15,92	12,88
1 x 4	0,7	6,6	70	4,95	40	35	9,96	8,1
1 x 6	0,7	7,2	91	3,3	52	44	6,74	5,51
1 x 10	0,7	8,3	135	1,91	72	58	4	3,31
1 x 16	0,7	9,4	191	1,21	97	75	2,51	2,12
1 x 25	0,9	11	280	0,78	122	96	1,59	1,37
1 x 35	0,9	12,5	389	0,554	153	117	1,15	1,01
1 x 50	1	14,2	537	0,386	188	138	0,85	0,77
1 x 70	1,1	15,8	726	0,272	243	170	0,59	0,56
1 x 95	1,1	17,9	958	0,206	298	202	0,42	0,43
1 x 120	1,2	18,9	1170	0,161	350	230	0,34	0,36
1 x 150	1,4	21,2	1460	0,129	401	260	0,27	0,31
1 x 185	1,6	23,8	1830	0,106	460	291	0,22	0,26
1 x 240	1,7	26,7	2310	0,0801	545	336	0,17	0,22
1 x 300	1,8	29,3	3100	0,0641	630	380	0,14	0,19
2 x 1,5	0,7	8,7	95	13,3	23	24	30,98	24,92
2 x 2,5	0,7	9,6	125	7,98	32	32	18,66	15,07
2 x 4	0,7	10,5	165	4,95	44	42	11,68	9,46
2 x 6	0,7	11,7	215	3,3	57	53	7,90	6,42
2 x 10	0,7	13,9	330	1,91	78	70	4,67	3,84
2 x 16	0,7	16,9	503	1,21	104	91	2,94	2,45
2 x 25	0,9	20,6	775	0,78	135	116	1,86	1,59
2 x 35	0,9	23,6	1060	0,554	168	140	1,31	1,16
2 x 50	1	27	1470	0,386	204	166	0,99	0,88
3 G 1,5	0,7	9,2	110	13,3	23	24	30,98	24,92
3 G 2,5	0,7	10,1	150	7,98	32	32	18,66	15,07
3 G 4	0,7	11,1	200	4,95	44	42	11,68	9,46
3 G 6	0,7	12,3	270	3,3	57	53	7,90	6,42
3 G 10	0,7	14,7	415	1,91	78	70	4,67	3,84
3 G 16	0,7	18	639	1,21	104	91	2,94	2,45
3 x 25	0,9	21,4	946	0,78	115	96	1,62	1,38
3 x 35	0,9	25,1	1355	0,554	143	117	1,17	1,01
3 x 50	1	28,8	1900	0,386	174	138	0,86	0,77
3 x 70	1,1	32,3	2550	0,272	223	170	0,6	0,56
3 x 95	1,1	35,9	3290	0,206	271	202	0,43	0,42
3 x 120	1,2	39,2	4060	0,161	314	230	0,34	0,35
3 x 150	1,4	44,2	5070	0,129	359	260	0,28	0,3
3 x 185	1,6	50,3	6400	0,106	409	291	0,22	0,26
3 x 240	1,7	56,7	8200	0,0801	489	336	0,17	0,21
3 x 300	1,8	62,2	10450	0,0641	549	380	0,14	0,18 .../...

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación en bandeja al aire (40 °C).

→ XLP3 con instalación tipo F → columna 11 (1x trifásica).

→ XLP2 con instalación tipo E → columna 12 (2x, 3G monofásica).

→ XLP3 con instalación tipo E → columna 10b (3x trifásica).

(3) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m/W.

→ XLPE3 con instalación tipo D1/D2 (Cu) → 1x, 3x trifásica.

→ XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) → 2x, 3G monofásica.

Según UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52.

# Original MC4-Evo 2

**Solarline | Connectors for renewable energy**

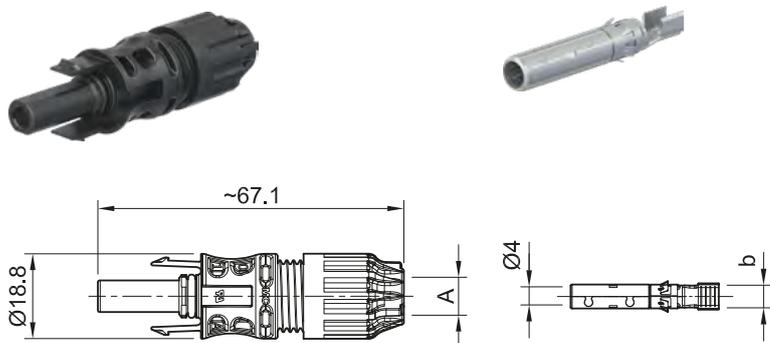
EN



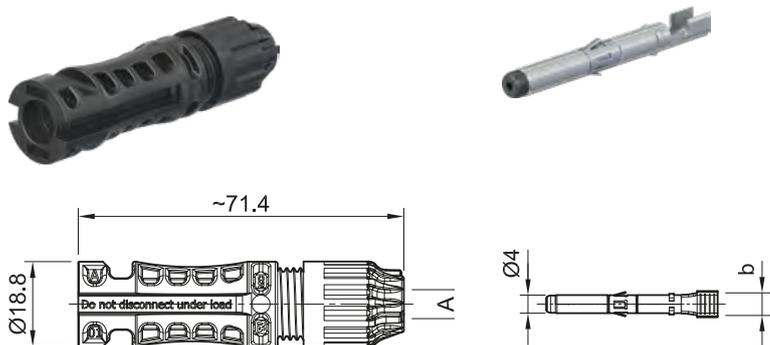
# Female and male cable coupler MC4-Evo 2

Female and male cable coupler as individual part (including insulating part)

**PV-KBT4-EVO 2A/...**



**PV-KST4-EVO 2A/...**



Sealing caps see main catalog, page 49

Tools see main catalog, page 50 – 54

[www.staubli.com/re-downloads.html](http://www.staubli.com/re-downloads.html) → English → Catalog → Photovoltaic main catalog



Assembly instructions see MA298

[www.staubli.com/re-downloads.html](http://www.staubli.com/re-downloads.html) → English → Assembly info → MA298

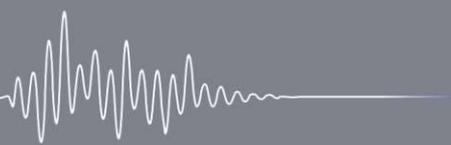
# Female and male cable coupler MC4-Evo 2

Female and male cable coupler as individual part (including insulating part)

Order No.	Type	Socket	Plug	Outer diameter of cable	Width of crimp opening	IEC 62852			UL 6703			Approvals	
						mm <sup>2</sup>	DC V	A	AWG	DC V	A	TÜV Rheinland	UR
32.0310P0001	PV-KBT4-EVO 2A/2.5I	x		4.7-6.4	4	2.5	1500	39				x	x
									14	1500	30		
32.0311P0001	PV-KST4-EVO 2A/2.5I		x	4.7-6.4	4	2.5	1500	39				x	x
									14	1500	30		
32.0312P0001	PV-KBT4-EVO 2A/2.5X	x		6.1-7.3	4	2.5	1500	39				x	x
									14	1500	30		
32.0313P0001	PV-KST4-EVO 2A/2.5X		x	6.1-7.3	4	2.5	1500	39				x	x
									14	1500	30		
32.0314P0001	PV-KBT4-EVO 2A/2.5II	x		6.4-8.4	4	2.5	1500	39				x	x
									14	1500	30		
32.0315P0001	PV-KST4-EVO 2A/2.5II		x	6.4-8.4	4	2.5	1500	39				x	x
									14	1500	30		
32.0316P0001	PV-KBT4-EVO 2A/6I	x		4.7-6.4	5.8	4	1500	45				x	x
						6	1500	53					
									12	1500	35		
									10	1500	50		
32.0317P0001	PV-KST4-EVO 2A/6I		x	4.7-6.4	5.8	4	1500	45				x	x
						6	1500	53					
									12	1500	35		
									10	1500	50		
32.0318P0001	PV-KBT4-EVO 2A/6X	x		6.1-7.3	5.8	4	1500	45				x	x
						6	1500	53					
									12	1500	35		
									10	1500	50		
32.0319P0001	PV-KST4-EVO 2A/6X		x	6.1-7.3	5.8	4	1500	45				x	x
						6	1500	53					
									12	1500	35		
									10	1500	50		

**Note:**

For detailed information concerning the suitable cable gland range, please consult MA298.



## RFQ form -DC String Combiner Box (DCCB)

Project name and location	PV Leyan - Guam (USA)
Quantity of boxes	20
Enclosure (ground mounted "CC" or wall mounted "CB")	CC
System voltage (600V/800V/1000/1500V):	1500
Enclosure IP Code (IP44/IP65)	IP65
Number of String Inputs (8-32)	16
Strings per measured channel (1/2/3)	N/A
String input cable: cross section /mm <sup>2</sup> (common 1.5-10mm <sup>2</sup> )	10
String input cable: outer diameter /mm (common M16 / 4.5-10.0mm)	8,8
MC4 - Connectors (Yes/No)	No
PV module Wp	650
PV module Isc	18,39
Number of String fuses at positive side (1-32)	16
Number of String fuses at negative side (1-32)	N/A
Fuse dimensions /mm (10x38 / 10x85 / 14x85 / 22x65)	22x65
Fuse rated current /A	50
Output cable: cross section /mm <sup>2</sup>	400
Output cable: outer diameter /mm (common M50 / 22,0-32,0mm)	30
Load-break switch /A (125, 160, 200, 250, 315, 400)	400
Surge protection device: type 2 (common) or type 1+2	Type 2
Surge protection device: RS485 (Yes/No)	Yes
Earth cable: cross section /mm <sup>2</sup>	10

# Anexo III:

## Dimensionado protecciones DC

## ÍNDICE

<b>1. OBJETO .....</b>	<b>3</b>
<b>2. NORMATIVA APLICABLE.....</b>	<b>3</b>
<b>3. DIMENSIONAMIENTO DE PROTECCIONES .....</b>	<b>4</b>
3.1    DIMENSIONAMIENTO DE FUSIBLES A NIVEL DE STRING .....	4
3.2    DIMENSIONAMIENTO DE FUSIBLES A NIVEL DE COMBINER BOX.....	5
3.3    DIMENSIONAMIENTO DE FUSIBLES A NIVEL DE INVERSOR .....	9
3.4    DIMENSIONAMIENTO DE FUSIBLES A NIVEL DE BESS .....	13
<b>4. BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>16</b>
<b>5. FICHAS TÉCNICAS</b>	

# 1. Objeto

El propósito de este documento es desarrollar los cálculos eléctricos justificativos para el adecuado dimensionamiento de los fusibles que se instalarán en la planta solar fotovoltaica ubicada en la provincia de Mangilao (Guam), de forma que se pueda asegurar el funcionamiento continuado y seguro de la planta. Los cálculos desarrollados serán los siguientes:

- Fusibles
  - Fusibles entre strings y optimizers.
  - Fusibles a la entrada de las combiner boxes
  - Fusibles a la entrada del inversor.
  - Fusibles a la entrada del BESS.

# 2. Normativa aplicable

Para el desarrollo de los cálculos en los siguientes apartados se tomarán como referencia las siguientes normativas de alcance internacional:

- Photovoltaic (PV) Arrays – Design requirements IEC/TS 62548[1]
- IEC 60228:2004 – Conductors of insulated cables[2]
  - Article 5.2. Stranded circular non-compacted conductors (Class 2)
- IEC 60364-5-52 – Low-voltage electrical installations – part 5-52[3].

## 3. Dimensionamiento de protecciones

Con el fin de proteger la instalación eléctrica, y los equipos que la componen frente a posibles anomalías en su funcionamiento se dispondrá de protecciones eléctricas que aseguren la interrupción de corriente eléctrica. En la planta existen tres niveles de protección distintos, los cuales se describen a continuación:

- **Nivel de string:** Se colocarán fusibles a la salida del string y la entrada del optimizador.
- **Nivel de combiner box:** Se colocarán fusibles en el interior de las combiner box cuyo objetivo será proteger el circuito optimizador-combiner box.
- **Nivel de inversor:** Se colocarán fusibles a la entrada del inversor para proteger el circuito combiner box-optimizador.
- **Nivel de BESS:** Se colocarán fusibles de protección a la entrada y salida del del sistema de almacenamiento de baterías para proteger el circuito inversor – BESS.

Como elementos de protección se utilizarán fusibles, los cuales consisten en un elemento metálico calibrado que se “destruye” cuando la corriente que circula por el supera un determinado valor para el que están diseñados. Será necesario tener en cuenta las condiciones de trabajo a las que se encuentren ya que estas pueden influir sobre el valor nominal para el que se encuentran calibrados.

Los fusibles se instalarán solo en el polo positivo, no existiendo por tanto en el negativo. Esto se hace para cumplir con la normativa estadounidense en materia de instalaciones eléctricas que obliga a que en caso de falla se interrumpa solamente la corriente en el polo positivo. Los fusibles a instalar serán de tipo gPV, específicos para instalaciones fotovoltaicas y deberán ser adecuados para instalaciones de 1500 V.

### 3.1 Dimensionamiento de fusibles a nivel de string

El fusible seleccionado deberá garantizar la protección del circuito, y además no debe actuar bajo las condiciones normales de operación de la planta. La norma IEC 62548[1] recomienda que la corriente nominal del fusible se encuentre comprendida entre 1,25 y 2,4 veces la intensidad máxima de cortocircuito, siendo esta mayorada en un 10% sobre la intensidad de cortocircuito del módulo.

La expresión a utilizar es la siguiente:

$$1,25 \cdot 1,1 \cdot I_{SC} \leq I_{Fuse} \leq 2,4 \cdot 1,1 \cdot I_{SC}$$

De igual forma a como se realizó en el Anexo II, se tomará como corriente de cortocircuito la correspondiente a cuando el módulo se encuentra trabajando con un +5% de bifacialidad.

Con estas consideraciones, se obtiene el rango de corriente entre el cual debe estar comprendido el fusible:

$$26,55 A \leq I_{Fuse} \leq 50,98 A$$

Los fusibles se colocarán directamente sobre la estructura metálica y estarán expuestos al ambiente, por lo que no es necesario aplicar factores correctores por temperatura, pudiéndose por tanto utilizar en el dimensionamiento la corriente de diseño del fusible.

Para esta aplicación se han seleccionado fusibles tipo In-Line modelo PV-K/1500ILF30/6N0055UL del fabricante STÄUBLI, los cuales irán montados en serie en el propio cable que conecta los paneles con el optimizador. El fusible elegido es de 30 A, el cual se encuentra dentro del rango anteriormente calculado y además es inferior al fusible máximo que admiten los paneles (35 A).

### 3.2 Dimensionamiento de fusibles a nivel de combiner box

Al igual que sucedía en el apartado anterior, el fusible seleccionado deberá garantizar la protección del circuito, y además no debe actuar bajo las condiciones normales de operación de la planta. Puesto que los optimizadores son un equipo electrónico, su corriente de salida se encuentra limitada a la máxima del equipo, por lo que en este caso no es necesario aplicar ningún coeficiente a la corriente mínima que debe tener el fusible. Para determinar la corriente máxima se multiplicará el valor de la corriente de salida del optimizador por 2,4.

$$I_{optimizador} \leq I_{Fuse} \leq 2,4 \cdot I_{optimizador}$$

De igual forma a como se realizó en el apartado anterior, se tomará como corriente de cortocircuito la correspondiente a un +5% de bifacialidad.

Se obtiene entonces el siguiente rango de corriente en el que debe estar comprendido el fusible.

$$24 A \leq I_{Fuse} \leq 57,6 A$$

En caso de que se produzca un cortocircuito en algún punto del cable entre el optimizador y la combiner box, el resto de líneas conectadas a la combiner box aportarán corriente, que circulará por el cable hasta el punto de falla. La intensidad de cortocircuito que circulará se puede calcular mediante la siguiente expresión:

$$I_{CC} = I_{optimizador} \cdot (N - 1)$$

Donde:

- $I_{CC}$  = Corriente de cortocircuito (A).
- $I_{optimizador}$  = Corriente a la salida del optimizador (A).
- $N$  = Número de entradas ocupadas en la combiner box.

Puesto que en la planta solar existen combiner boxes con diferentes configuraciones (10, 12, 15 y 16 entradas ocupadas) las intensidades de cortocircuito  $I_{CC}$  serán diferentes dependiendo la caja analizada.

Otro parámetro a tener en cuenta para el correcto dimensionamiento del fusible, es el tiempo máximo durante el cual se puede producir el cortocircuito antes de que el conductor sufra graves daños. Para calcular este tiempo se recurre a la siguiente expresión:

$$t_{CC} = \left( k \cdot \frac{S}{I_{CC}} \right)^2$$

Donde:

- $t_{CC}$  = Tiempo máximo de duración del cortocircuito (A).
- $S$  = Sección del conductor ( $\text{mm}^2$ ).
- $I_{CC}$  = Intensidad de cortocircuito (A).
- $k$  = Parámetro que depende del tipo de conductor ( $k = 143$  para el cobre y  $k = 94$  para el aluminio).

Haciendo uso de las expresiones mostradas anteriormente se calcula la corriente de cortocircuito ( $I_{CC}$ ) y el tiempo máximo de duración de cortocircuito ( $t_{CC}$ ). Los resultados se recogen en la siguiente tabla.

<b>Combiner box</b>	<b>Nº entradas ocupadas</b>	<b>Corriente de cortocircuito (A)</b>	<b>Tiempo máx. Cortocircuito (s)</b>
<b>1</b>	10	216	43,83
<b>2</b>	12	264	29,34
<b>3</b>	12	264	29,34
<b>4</b>	16	360	15,78
<b>5</b>	16	360	15,78
<b>6</b>	15	336	18,11
<b>7</b>	16	360	15,78
<b>8</b>	12	264	29,34
<b>9</b>	12	264	29,34
<b>10</b>	12	264	29,34
<b>11</b>	12	264	29,34
<b>12</b>	12	264	29,34
<b>13</b>	12	264	29,34
<b>14</b>	16	360	15,78
<b>15</b>	15	336	18,11
<b>16</b>	16	360	15,78
<b>17</b>	16	360	15,78
<b>18</b>	12	264	29,34
<b>19</b>	12	264	29,34
<b>20</b>	10	216	43,83

Tabla 1. Corrientes de cortocircuito y tiempo máximo permisible de duración del cortocircuito.

Los fusibles se colocarán en portafusibles ubicados en el interior de las combiner box, la temperatura en el interior de las mismas se ha estimado en 65°C, por lo que es necesario aplicar un factor corrector por temperatura. Para ello se recurre a la Figura 1, proporcionada por el fabricante de fusibles, de donde se obtiene un coeficiente reductor de 0,79.

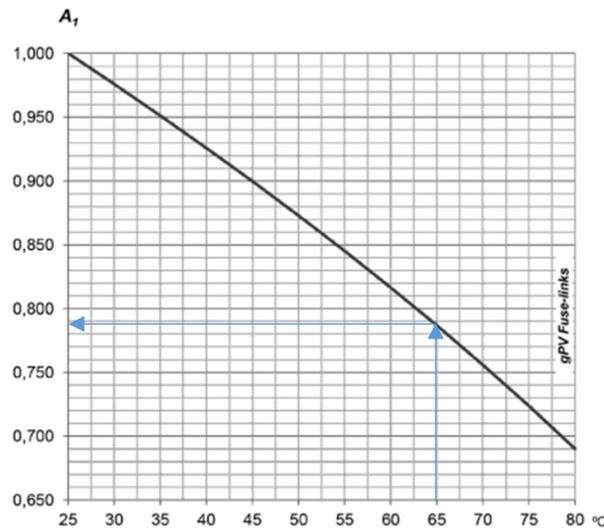


Figura 1. Factor reductor por temperatura en fusibles[4].

Para esta aplicación se han seleccionado fusibles cilíndricos de dimensiones 22x65 referencia 492275 del fabricante DF ELECTRIC, los cuales irán montados sobre portafusibles montados en el interior de la combiner box. El fusible elegido es de 50 A, que tras aplicar el factor reductor por temperatura queda en 39,5 A, valor que se encuentra dentro del margen de diseño propuesto.

Por último, será necesario comprobar que el fusible interrumpe la corriente antes de que el conductor sufra graves daños, para ello se emplean las curvas del fusible proporcionadas por el fabricante y los valores de corriente de cortocircuito calculados.

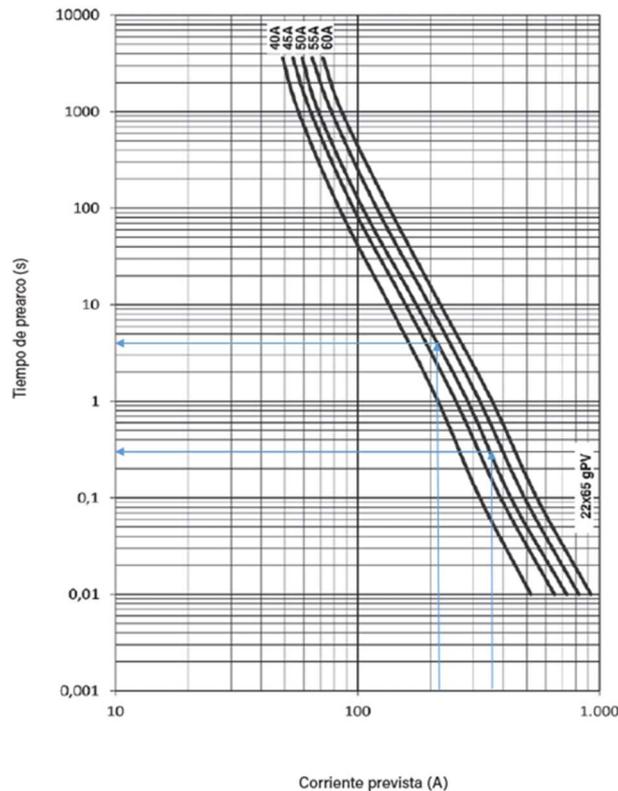


Figura 2. Curvas de disparo del fusible 22x65 de DF ELECTRIC[4].

En la Figura 2, se ha comprobado el tiempo de respuesta de los fusibles en los casos más extremos, los cuales se corresponden cuando hay mayor y un menor número de entradas ocupadas. En ambos casos el tiempo de respuesta es muy inferior al tiempo máximo que puede durar el cortocircuito, por lo que se puede afirmar que los cables se encuentran totalmente protegidos.

### 3.3 Dimensionamiento de fusibles a nivel de inversor

El fusible seleccionado deberá garantizar la protección del circuito y además no debe actuar bajo las condiciones normales de operación de la planta. Puesto que los inversores reciben las corrientes agrupadas de una serie de optimizadores, y estos son equipos electrónicos, su corriente de salida se encuentra limitada a la máxima de salida del optimizador por lo que en este caso no es necesario aplicar ningún coeficiente a la corriente mínima que debe tener el fusible. Para determinar la corriente máxima se multiplicará el valor de la corriente de salida de la combiner box por 2,4.

$$I_{combiner\ box} \leq I_{Fuse} \leq 2,4 \cdot I_{combiner\ box}$$

Como hay diferentes configuraciones de combiner boxes conectadas al inversor, es necesario realizar el cálculo de las corrientes del fusible para cada una de ellas. Obteniéndose así la siguiente tabla donde se recogen las corriente máximas y mínimas.

Combiner box	Inversor	$I_{MIN\_FUUSE} (A)$	$I_{MÁX\_FUUSE} (A)$
1	1	240	576
2	1	288	691,2
3	1	288	691,2
4	1	384	921,6
5	1	384	921,6
6	1	360	864
7	1	384	921,6
8	1	288	691,2
9	1	288	691,2
10	1	288	691,2
11	2	288	691,2
12	2	288	691,2
13	2	288	691,2
14	2	384	921,6
15	2	360	864
16	2	384	921,6
17	2	384	921,6
18	2	288	691,2
19	2	288	691,2
20	2	240	576

Tabla 2. Rango de corrientes entre las cuales se debe encontrar el fusible.

En caso de que se produzca un cortocircuito en algún punto del cable entre la combiner box y el inversor, el resto de líneas conectadas al inversor aportarán corriente, que circulará por el cable hasta el punto de falla. La intensidad de cortocircuito que circulará se puede calcular mediante la siguiente expresión:

$$I_{CC} = I_{combiner\ box} \cdot (N - 1)$$

Donde:

- $I_{CC}$  = Corriente de cortocircuito (A).
- $I_{combiner\ box}$  = Corriente a la salida de la combiner box(A).
- $N$  = Número de entradas al inversor.

Puesto que en la planta solar existen combiner boxes con diferentes configuraciones (10, 12, 15 y 16 entradas ocupadas) las intensidades de cortocircuito  $I_{CC}$  serán diferentes dependiendo el caso en el que nos encontremos.

Otro parámetro a tener en cuenta para el correcto dimensionamiento del fusible es el tiempo máximo durante el cual se puede producir el cortocircuito antes de que el conductor sufra graves daños. Para calcular este tiempo se recurre a la siguiente expresión:

$$t_{CC} = \left(k \cdot \frac{S}{I_{CC}}\right)^2$$

Donde:

- $t_{CC}$  = Tiempo máximo de duración del cortocircuito (A).
- $S$  = Sección del conductor (mm<sup>2</sup>).
- $I_{CC}$  = Intensidad de cortocircuito (A).
- $k$  = Parámetro que depende del tipo de conductor ( $k = 143$  para el cobre y  $k = 94$  para el aluminio).

Haciendo uso de las expresiones mostradas anteriormente, se calcula la corriente de cortocircuito ( $I_{CC}$ ) y el tiempo máximo de duración de cortocircuito ( $t_{CC}$ ). Los resultados se recogen en la Tabla 3.

Combiner box	Inversor	Corriente de cortocircuito (A)	Tiempo máx. Cortocircuito (s)
1	1	2952	162,23
2	1	2904	167,64
3	1	2904	167,64
4	1	2808	179,30
5	1	2808	179,30
6	1	2832	176,27
7	1	2808	179,30
8	1	2904	167,64
9	1	2904	167,64
10	1	2904	167,64
11	2	2904	167,64
12	2	2904	167,64
13	2	2904	167,64
14	2	2808	179,30
15	2	2832	176,27
16	2	2808	179,30
17	2	2808	179,30
18	2	2904	167,64
19	2	2904	167,64
20	2	2952	162,23

Tabla 3. Corrientes de cortocircuito y tiempo máximo permisible de duración del cortocircuito.

Los fusibles se colocarán en portafusibles ubicados en el interior de las entradas DC de cada uno de los inversores, la temperatura en el interior de las mismas se ha estimado en 65°C, por lo que es necesario aplicar un factor de corrector por temperatura. Para ello se recurre a la Figura X, de donde se obtiene un coeficiente reductor de 0,79.

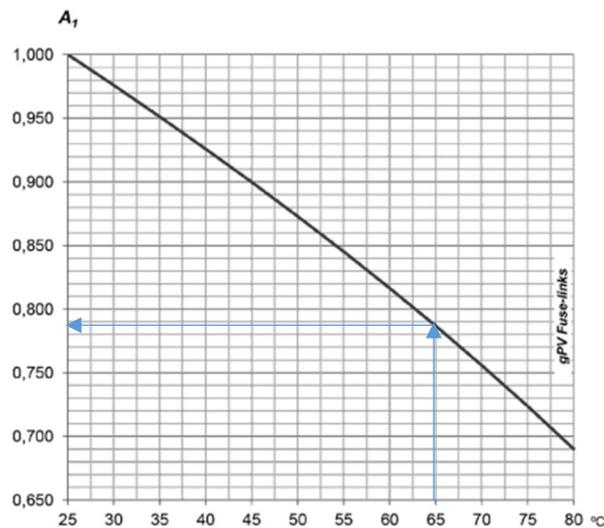


Figura 3. Factor reductor por temperatura en fusibles[4].

Para esta aplicación se han seleccionado fusibles de cuchillas de dimensión 3L referencia 004110634 del fabricante GREEN PROTECT, los cuales irán montados sobre cuchillas dispuestas en el inversor. El fusible elegido es de 500 A, que tras aplicar el factor reductor por temperatura es de 395 A, valor que se encuentra dentro del margen de diseño propuesto en la Tabla 3.

Por último, será necesario comprobar que el fusible interrumpe la corriente antes de que el conductor sufra graves daños, para ello se emplean las curvas del fusible proporcionadas por el fabricante y los valores de corriente de cortocircuito calculados.

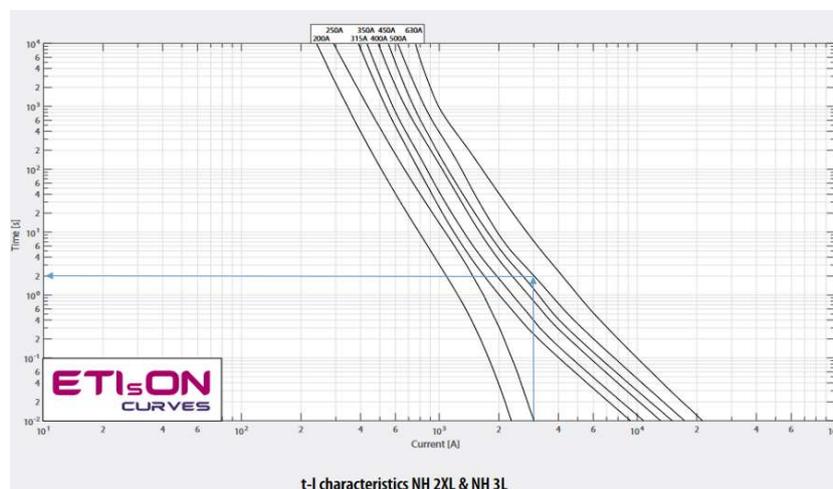


Figura 4. Curvas de disparo del fusible 3L de GREEN PROTECT[5]

Como se observa en la Figura 4, se ha comprobado el tiempo de respuesta de los fusibles, y se puede ver que el tiempo de respuesta es muy inferior al tiempo máximo que puede durar el cortocircuito, por lo que se puede afirmar que los cables se encuentran totalmente protegidos.

### 3.4 Dimensionamiento de fusibles a nivel de BESS

El fusible seleccionado deberá garantizar la protección del circuito y además no debe actuar bajo las condiciones normales de operación de la planta. Puesto que el sistema de baterías recibe la corriente del módulo DC de los inversores y estos son equipos electrónicos, su corriente de salida se encuentra limitada a la máxima admisible por el BESS, por lo que en este caso no es necesario aplicar ningún coeficiente a la corriente mínima que debe tener el fusible. Para determinar la corriente máxima se multiplicará el valor de la corriente de salida del inversor por 2,4.

$$I_{inversor} \leq I_{Fuse} \leq 2,4 \cdot I_{inversor}$$

La corriente de cortocircuito para cada uno de los cables quedará entonces comprendida entre:

$$208,33 \leq I_{Fuse} \leq 500 \text{ A}$$

En caso de que se produzca un cortocircuito en algún punto del cable entre el inversor y el BESS, el resto de líneas conectadas al BESS aportarán corriente, la cual circulará por el cable hasta el punto de falla. La intensidad de cortocircuito que circulará se puede calcular mediante la siguiente expresión:

$$I_{CC} = I_{inversor} \cdot (N - 1)$$

Donde:

- $I_{CC}$  = Corriente de cortocircuito (A).
- $I_{inversor}$  = Corriente a la salida del inversor (A).
- $N$  = Número de entradas al BESS.

Otro parámetro a tener en cuenta para el correcto dimensionamiento del fusible es el tiempo máximo durante el cual se puede producir el cortocircuito antes de que el conductor sufra graves daños. Para calcular este tiempo se recurre a la siguiente expresión:

$$t_{CC} = \left( k \cdot \frac{S}{I_{CC}} \right)^2$$

Donde:

- $t_{CC}$  = Tiempo máximo de duración del cortocircuito (A).
- $S$  = Sección del conductor ( $\text{mm}^2$ ).
- $I_{CC}$  = Intensidad de cortocircuito (A).
- $k$  = Parámetro que depende del tipo de conductor ( $k = 143$  para el cobre y  $k = 94$  para el aluminio).

Haciendo uso de las expresiones mostradas anteriormente se calcula la corriente de cortocircuito ( $I_{CC}$ ) y el tiempo máximo de duración de cortocircuito ( $t_{CC}$ ). Obteniéndose una corriente de cortocircuito de 1041,67 A y un tiempo máximo de duración de 1085,52 segundos.

Los fusibles se colocarán en portafusibles ubicados en el interior del módulo DC del BESS, el contenedor de baterías se encontrará refrigerado para alargar la vida útil de las mismas, la temperatura en el interior será de 25 °C. A esa temperatura no hace falta aplicar un factor corrector por temperatura.

Para esta aplicación se han seleccionado fusibles de cuchillas modelo ABAT15AD250 del fabricante MERSEN, los cuales irán montados sobre cuchillas en el BESS. El fusible elegido es de 250 A.

Por último, será necesario comprobar que el fusible interrumpe la corriente antes de que el conductor sufra graves daños, para ello se emplean las curvas del fusible proporcionadas por el fabricante y los valores de corriente de cortocircuito calculados.

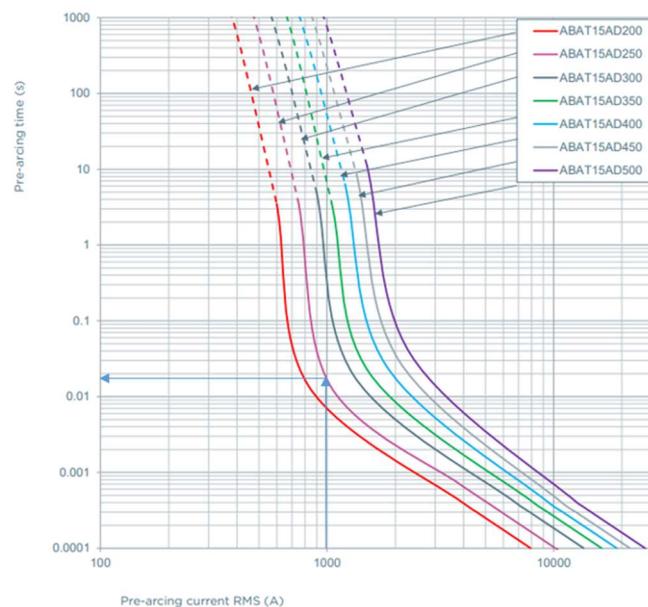


Figura 5. Curvas de disparo de fusibles de MERSEN[6].

Como se observa en la Figura 5, se ha comprobado el tiempo de respuesta de los fusibles, y se puede asegurar que el tiempo de respuesta es muy inferior al tiempo máximo que puede durar el cortocircuito, por lo que se puede afirmar que los cables se encuentran totalmente protegidos.

## 4. Bibliografía

- [1] «IEC 62548:2016 | IEC Webstore | solar panel, photovoltaic, PV, solar power, rural electrification, LVDC». <https://webstore.iec.ch/publication/25949> (accedido 3 de julio de 2023).
- [2] «IEC 60228:2004 | IEC Webstore». <https://webstore.iec.ch/publication/1065> (accedido 3 de julio de 2023).
- [3] «UNE-HD 60364-5-52:2014 Instalaciones eléctricas de baja tensió...» <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma?c=N0054027> (accedido 3 de julio de 2023).
- [4] «22x65 Fusible cilíndrico gPV 1500V DC - DF Electric | Passion for electric protection». <https://www.dfelectric.es/es/productos/fusibles-cilindricos-gpv/22x65-fusible-cilindrico-gpv/> (accedido 24 de junio de 2023).
- [5] «PROTECTION OF RENEWABLE RESOURCES».
- [6] «ABAT A FUSES FOR BATTERY RACK PROTECTION | Mersen Electrical Power: Fuses, Surge Protective Devices, Cooling & Bus Bars». <https://ep-fr.mersen.com/en/products/engineering/abat-fuses-battery-rack-protection> (accedido 4 de julio de 2023).

# In-line Fuse

**Solarline | Connectors for renewable energy**

EN



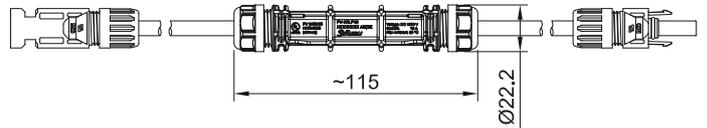
## IN-LINE FUSES

# In-line Fuse PV-K/ILF

PV-K/...ILF.../6N...UL



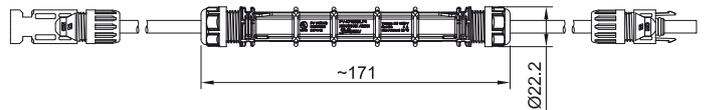
PV-K/ILF.../6N...UL



PV-K/1500ILF.../6N...UL



PV-K/1500ILF.../6N...UL



Technical data	
Connector system	MC4
Voltage rating	DC 1000 V or DC 1500 V
Test voltage	DC 1000 V Model: 6 kV (50 Hz, 1 min.) DC 1500 V Model: 9 kV (50 Hz, 1 min.)
Safety class	II
Overvoltage category Pollution degree	CATIII/3
Mating connectors Only genuine Stäubli connectors shall be used!	PV-KST4/... or PV-KBT4/... ("MC4"), PV-KBT4-EVO 2... or PV-KST4-EVO 2... ("MC4-Evo 2")
Rated current gPV	Various ampacity ratings available: DC 1000 V: 1 – 30 A DC 1500 V: 1 – 20 A; 25 A; 30 A Please refer to the information on the product or packaging for details regarding the variant/model.
Ambient temperature range	-40 °C to +50 °C
Transportation/storage temperature range	-30 °C to +60 °C
Transportation/storage relative humidity	< 70 %
Degree of Protection (IP)	Mated: IP65/IP68 (1 m, 1 h) Unmated: IP2X
Maximum altitude above sea level for operation	5000 m
Fire protection class	UL94:V-0
UL File numbers	E510009: models PV-K/1500ILF25/6N0055UL and PV-K/1500ILF30/6N0055UL E474445: all others
Insulation material	PC/glass-filled PA
Contact material	Copper, tin plated
Max. contact resistance of the connector	< 0,25 mΩ

The In-line Fuse PV-K/ILF with a crimping connection guarantees a long-lasting, stable connection in comparison to conventional omega-style clips: Minimal energy loss, low heat generation. Robust housing, safety

class IP68. Cable cross-section 10 AWG/ 6 mm<sup>2</sup>. Other fuse ratings and configurations are available upon request (for example with a single connector, or no connectors).

Order No.	Type	UL 9703		UL 4248-1 UL 4248-19		Lead length cm	Connector system	Approvals UL
		DC V	A	DC V	A			
55000127-0050UL	PV-K/ILF10/6N0050UL	1000	10			50	MC4	x
55000128-0050UL	PV-K/ILF15/6N0050UL	1000	15			50	MC4	x
55000129-0050UL	PV-K/ILF20/6N0050UL	1000	20			50	MC4	x
55000130-0050UL	PV-K/ILF30/6N0050UL	1000	30			50	MC4	x
55000189-0052UL	PV-K/1500ILF4/6N0052UL	1500	4			52	MC4	x
55000334-0055UL	PV-K/1500ILF5/6N0055UL	1500	5			55	MC4	x
55000254-0055UL	PV-K/1500ILF6/6N0055UL	1500	6			55	MC4	x
55000190-0055UL	PV-K/1500ILF10/6N0055UL	1500	10			55	MC4	x
55000191-0055UL	PV-K/1500ILF15/6N0055UL	1500	15			55	MC4	x
55000192-0055UL	PV-K/1500ILF20/6N0055UL	1500	20			55	MC4	x
55000295-0055UL	PV-K/1500ILF25/6N0055UL <sup>1)</sup>			1500	25	55	MC4	x
55000285-0055UL	PV-K/1500ILF30/6N0055UL <sup>1)</sup>			1500	30	55	MC4	x

<sup>1)</sup> For PV-K/1500ILF25/6N0055UL and PV-K/1500ILF30/6N0055UL it is necessary to affix spacer ring PV-ILF-SR (included). Please see MA701 for more information.



Assembly instructions MA701

[www.staubli.com/electrical](http://www.staubli.com/electrical)

# NH gPV 1500V - Fuse-links



General characteristics		UL file E347771
Rated voltage	1500V d.c. (L/R=3ms)	
Breaking capacity	30kA d.c. NH1,2XL; 50kA d.c. NH3L	
Standards	IEC 60269-6, UL 248-19	
Application	Fuse-link for PV applications. Applied in fuse base PK XL 1500V.	



**NEW!**

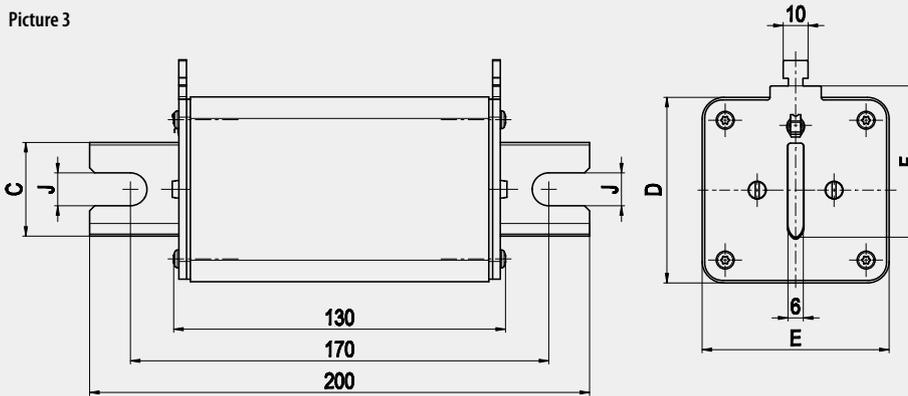
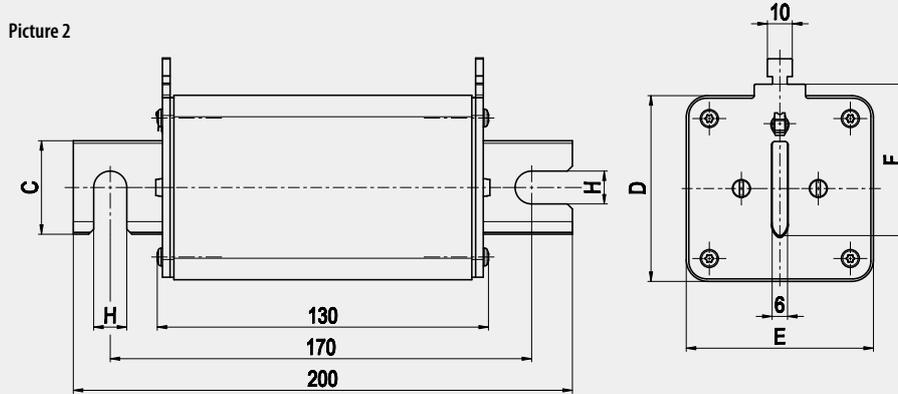
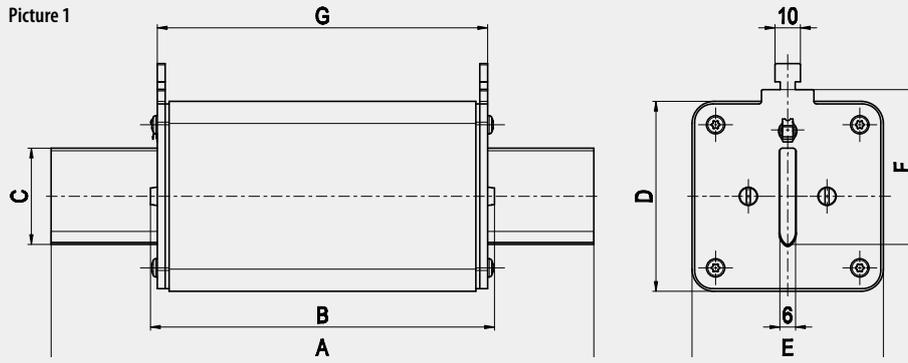
NH gPV 1500V d.c.										
Size	$I_n$ [A]	Standard indicator (pic.1)	gPV $S_{170}$ screw contact (pic.2)	$U_{170}$ screw contact (pic.3)	Power dissipation (0,7xl) <sub>n</sub> P <sub>d</sub> [W]	Power dissipation [W]	Pre-arcing Joule integral (L/R = 3ms) [I <sup>2</sup> t]	Operating Joule integral (L/R = 3ms) [I <sup>2</sup> t]	Weight [g]	Packaging [pcs]
1XL	50	004110621*	004110622	004110623	6	14	800	3500	950	1/15
	63	004110560*	004110591	004110606	6,2	14	1.500	6.000		
	80	004110561*	004110592	004110607	7	16	5.000	15.000		
	100	004110562*	004110593	004110608	8,3	19	10.000	26.000		
	125	004110563*	004110594	004110609	9,7	22	15.000	37.000		
	160	004110564*	004110595	004110610	13,2	30	19.000	48.000		
2XL	200	004110565*	004110596	004110611	13,7	32,5	22.000	75.000	1350	1/9
	200	004110566*	004110597	004110612	15,9	36	42.000	75.000		
	250	004110567*	004110598	004110613	19,3	44	73.000	132.000		
3L	315	004110630*	004110635	004110640	22,2	57	65.000	300.000	1970	1/9
	350	004110631*	004110636	004110641	23,7	61	75.000	350.000		
	400	004110632*	004110637	004110642	26,8	67	85.000	450.000		
	450	004110633*	004110638	004110643	29	75	130.000	600.000		
	500	004110634*	004110639	004110644	44,3	79	160.000	700.000		
	630	004110647*	004110648	004110649	40	102	280.000	1.600.000		



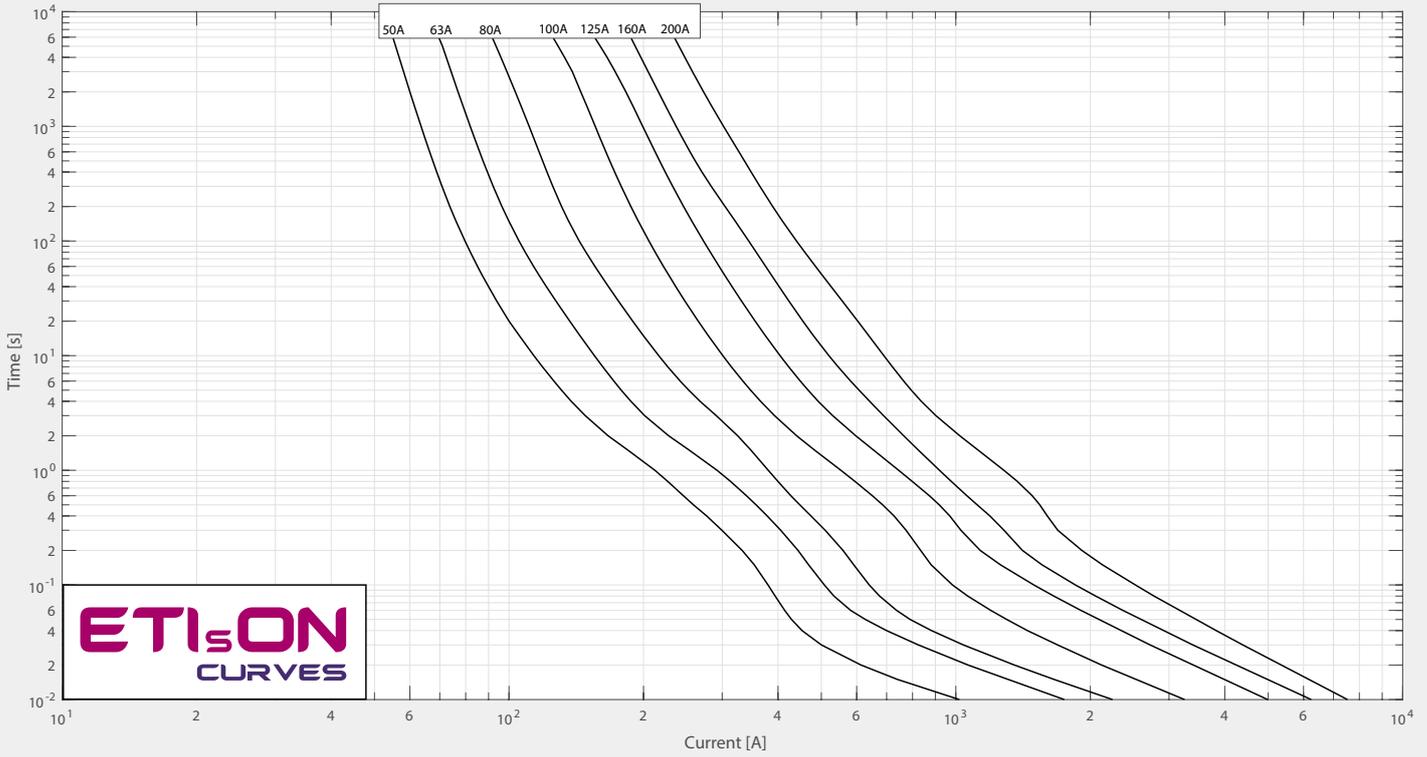
\* possible to mount microswitch NV55



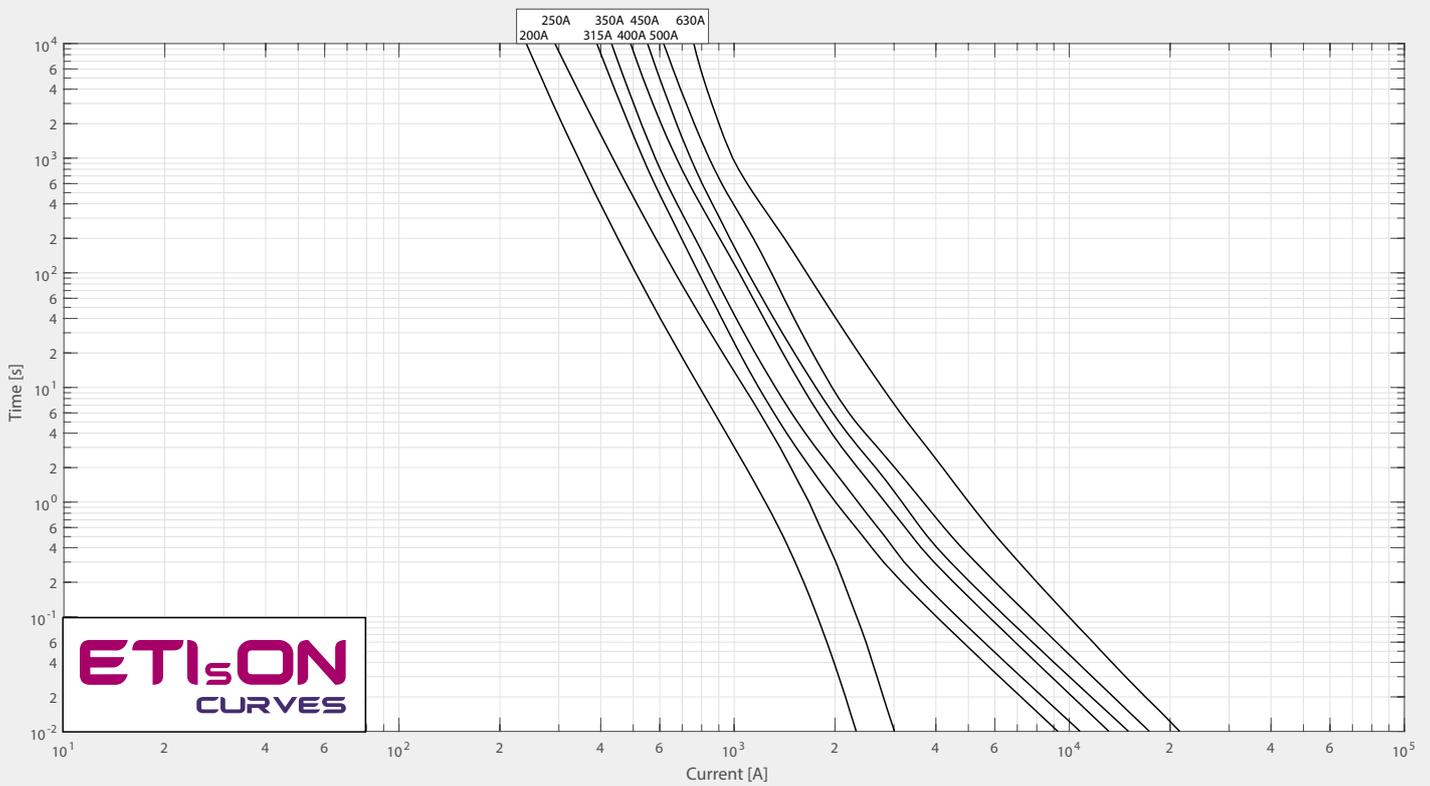
Green protect - gPV



Size	Dimensions [mm]								
	A	B	C	D	E	F	G	H	J
1XL	192	131	24	51	51	43,5	125	11	11
2XL	208	130	30	60	60	48	126	11	13
3L	208	130	37	73	73	60	126	11	13



**t-I characteristics NH 1XL**



**t-I characteristics NH 2XL & NH 3L**



22x65

TENSIÓN ASIGNADA  
1500V DC

CORRIENTE ASIGNADA  
40A...60A

PODER DE CORTE  
30kA

**NORMAS**

IEC/EN 60269-1  
IEC/EN 60269-6  
UL248-1  
UL248-19



## Fusibles cilíndricos para aplicaciones fotovoltaicas

Los fusibles cilíndricos gPV 22x65 DF Electric han sido desarrollados para ofrecer una solución de protección compacta, segura y económica de los módulos fotovoltaicos en tensiones hasta 1500V DC.

La gama comprende los siguientes fusibles:

→ Talla 22x65 1500V DC 40A a 60A

Proporcionan protección contra sobrecargas y cortocircuitos (clase gPV de acuerdo a la Norma IEC 60269-6 y UL248-19).

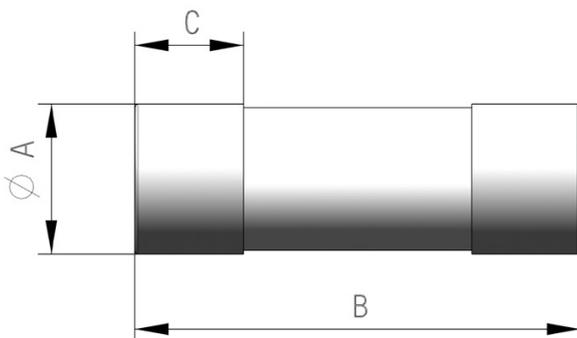
Están contruidos con tubo cerámico de alta resistencia a la presión interna y a los choques térmicos.

Los contactos están realizados en cobre plateado y los elementos de fusión son de plata, lo que evita el envejecimiento y mantiene inalterables las características.

Para estos fusibles recomendamos la utilización de **bases portafusibles PMX-PV 22x65**.



## Dimensiones



A	B	C
22,3	65	15,5

Peso 58gr

## Referencias

I <sub>n</sub> (A)	REFERENCIA	EMBALAJE Uni /CAJA
40	<b>492270</b>	10/260
45	<b>492272</b>	10/260
50	<b>492275</b>	10/260
55	<b>492278</b>	10/260
60	<b>492280</b>	10/260

## Datos técnicos

Tensión asignada	1500V DC
Corriente asignada	40A...60A
Poder de corte asignado	30kA
Categoría de utilización	gPV
Corriente mínima de interrupción	1,35·I <sub>n</sub>
Corriente de no fusión	1,13·I <sub>n</sub>
Temperatura de almacenaje	-40°C ... 90°C
Temperatura de funcionamiento *	-40°C ... 80°C

\* Para temperaturas ambiente superiores a 25°C es necesario aplicar un coeficiente de corrección sobre la corriente máxima.

## Normas

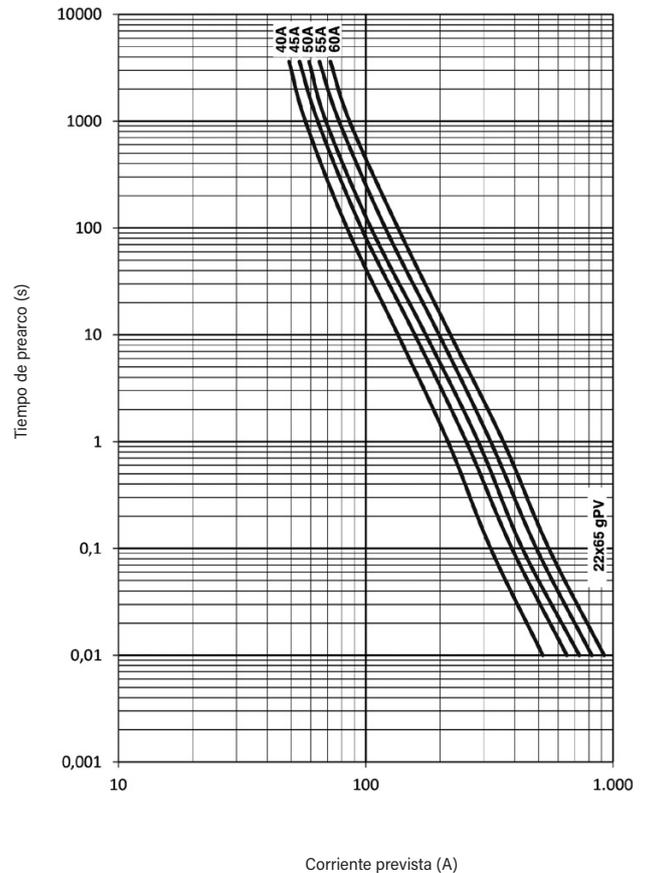
IEC/EN 60269-1  
IEC/EN 60269-6  
UL248-1  
UL248-19  
RoHS Compliant



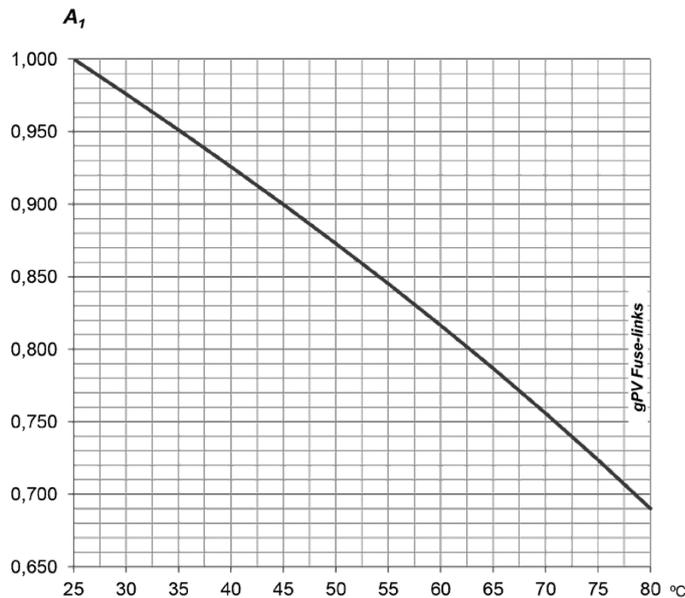
## Potencias disipadas

I <sub>n</sub>	I <sub>t</sub> PREARCO	I <sub>t</sub> TOTAL	POTENCIA DISIPADA 0,7 · I <sub>n</sub>	POTENCIA DISIPADA I <sub>n</sub>
(A)	(A <sup>2</sup> S)	(A <sup>2</sup> S)	(W)	(W)
40	590	1.355	3,80	9,5
45	1.050	2.400	3,80	9,5
50	1.330	3.050	4,00	10,0
55	1.325	3.100	4,70	11,7
60	1.800	3.900	4,95	12,5

## Características t-I



# Coeficiente de reducción por temperatura ambiente



ta (°C)	A1
25	1,00
30	0,98
35	0,95
40	0,93
45	0,90
50	0,87
55	0,84
60	0,82
65	0,79
70	0,76
75	0,72
80	0,69

## Guía de selección y aplicación

En las centrales fotovoltaicas, se dan unas condiciones de instalación y de funcionamiento que deben ser consideradas a la hora de seleccionar el fusible adecuado para la protección.

Estos fusibles suelen ir montados en el interior de cajas estancas, donde se alcanzan temperaturas ambiente elevadas. Esto obliga a reducir la corriente máxima a través de los fusibles ya que en caso contrario podría producirse la fusión prematura de los mismos. Para evitarlo, se deben aplicar unos coeficientes de reducción.

Por otro lado, los ciclos día/noche y el paso de nubes hacen que la corriente varíe continuamente a través de los fusibles, generando continuos calentamientos y enfriamientos que producen stress térmico y mecánico en los materiales, especialmente en el elemento de fusión. Para evitar un posible envejecimiento prematuro que provoca la fusión intempestiva, debemos aplicar un coeficiente de seguridad (DF Electric recomienda un valor de 0,80 para este tipo de aplicaciones).

Teniendo presentes estas consideraciones, podemos seleccionar el fusible más adecuado.

Para verificar que la tensión asignada del fusible es adecuada debemos tener en cuenta los siguientes puntos:

- Tensión de circuito abierto de los módulos PV ( $V_{OC\ STC}$ )
- Número de módulos conectados en serie (M).
- Factor de seguridad (20%) para tener en cuenta el incremento de la tensión de vacío a temperaturas muy bajas.

Así, la tensión asignada en DC mínima de los fusibles debe ser:

$$V_{DC}(\text{fusible}) \geq V_{OC}(\text{STC}) \cdot M \cdot 1,2$$

La tensión de circuito abierto de los módulos  $V_{OC\ STC}$  es la tensión máxima que un módulo fotovoltaico puede dar cuando funciona en vacío (sin ninguna carga conectada) en unas condiciones de ensayo determinadas (STC = Standard Test Condition) y es un dato indicado por el fabricante de los módulos fotovoltaicos.

Para escoger la corriente asignada del fusible a utilizar, los puntos a contemplar serán:

- Intensidad de cortocircuito de los módulos ISC (STC)
- Factor de corrección de la temperatura ambiente ( $A_1$ ).
- Factor de corrección por variación de la corriente ( $A_2$ ).

La intensidad de cortocircuito de los módulos ISC (STC) es la corriente máxima que un módulo fotovoltaico puede dar en unas condiciones de ensayo determinadas (STC) y es un dato indicado por el fabricante de los módulos fotovoltaicos.

Factor de corrección recomendado por variación de la corriente ( $A_2$ ): 0,80.

La temperatura ambiente en el interior de las cajas donde se alojan las protecciones puede alcanzar fácilmente valores de 40° C ó 45° C (para climas tropicales hay que considerar valores más elevados).

Se debe aplicar un factor de corrección ( $A_1$ ) en función de la temperatura ambiente.

Con las consideraciones anteriores, la corriente asignada del fusible debe ser:

$$I_N(\text{fusible}) \geq \frac{I_{sc\ stc}}{A_1 \cdot A_2}$$

Como ejemplo, si consideramos una temperatura ambiente máxima de 45° C, el calibre a utilizar sería:

$$I_N(\text{fusible}) \geq \frac{I_{sc\ stc}}{0,90 \cdot 0,80} \geq I_{sc\ stc} \cdot 1,4$$

# ABAT15AA, ABAT15AD

1 500 VDC Max., L/R ≤ 4ms, 100-500A

## BATTERY FUSES

## BATTERY RACK FUSES



Mersen's **ABAT** line up is the latest addition to our DC Over-Current protection (O.C.P.) portfolio developed to address Battery Electrical Storage System safety.

The **ABAT15AA & AD** fuses has been specifically designed for 1500 VDC applications with current ratings from 100 to 500 A and according to the IEC 60 269-7 fuse standard for battery protection.

Our state of the art technology allows them to clear fault currents down to 3 times the fuse rated current to perfectly coordinate with contactors, and up to 250 kA to protect from the large short circuits seen in energy storage systems.

Along with the ability to withstand heavy duty cycling and low power losses improving system reliability and efficiency, it makes them ideal for battery and battery related systems.

## TECHNICAL DATA OVERVIEW

Rated DC Voltage UN	1500 VDC
Ampere Range (A)	100 ... 500 A
Speed/Characteristic	aBAT
I.R (DC)	250kA @L/R≤4ms
Minimum breaking capacity (MBC) @L/R≤2ms	3x I <sub>n</sub>
Packing quantity	2

## FEATURES & BENEFITS

- Designed for DC battery applications
- Compact design
- Low power losses
- High cycling performance
- QR code for easy identification
- Bolted and Offset blades mounting

## APPLICATIONS

- Electrical Energy Storage (EES)
- Battery Racks
- Battery Strings
- Power Conversion Systems
- Hybrid Inverters
- DC Distribution Systems

## STANDARDS

- IEC 60 269-7
- UL/cUL recognized component, UL file E523293



# ABAT15AA, ABAT15AD

1 500 VDC Max., L/R ≤ 4ms, 100-500A

## PRODUCT RANGE



ABAT15AA250GI

### ABAT15AA Offset blades

Catalog number	Rated voltage DC (IEC)	Rated current I <sub>n</sub>	Pre-arcing I <sup>2</sup> t	Clearing I <sup>2</sup> t @250kA L/R= 4ms	Power dissipation at 0.8 I <sub>n</sub>	Min. breaking capacity (MBC)	Weight
ABAT15AA100GI	1500 V	100 A	1270 A <sup>2</sup> s	40000 A <sup>2</sup> s	19 W	300 A	0.6 kg
ABAT15AA125GI	1500 V	125 A	2260 A <sup>2</sup> s	60000 A <sup>2</sup> s	24 W	375 A	0.6 kg
ABAT15AA160GI	1500 V	160 A	3730 A <sup>2</sup> s	78000 A <sup>2</sup> s	31 W	480 A	0.6 kg
ABAT15AA200GI	1500 V	200 A	6640 A <sup>2</sup> s	116000 A <sup>2</sup> s	36 W	600 A	0.6 kg
ABAT15AA250GI	1500 V	250 A	11800 A <sup>2</sup> s	182000 A <sup>2</sup> s	46 W	750 A	0.6 kg

Add M to the catalog number to order with microswitch



ABAT15AA250FI

### ABAT15AA Bolted blades

Catalog number	Rated voltage DC (IEC)	Rated current I <sub>n</sub>	Pre-arcing I <sup>2</sup> t	Clearing I <sup>2</sup> t @250kA L/R= 4ms	Power dissipation at 0.8 I <sub>n</sub>	Min. breaking capacity (MBC)	Weight
ABAT15AA100FI	1500 V	100 A	1270 A <sup>2</sup> s	40000 A <sup>2</sup> s	19 W	300 A	0.6 kg
ABAT15AA125FI	1500 V	125 A	2260 A <sup>2</sup> s	60000 A <sup>2</sup> s	24 W	375 A	0.6 kg
ABAT15AA160FI	1500 V	160 A	3730 A <sup>2</sup> s	78000 A <sup>2</sup> s	31 W	480 A	0.6 kg
ABAT15AA200FI	1500 V	200 A	6640 A <sup>2</sup> s	116000 A <sup>2</sup> s	36 W	600 A	0.6 kg
ABAT15AA250FI	1500 V	250 A	11800 A <sup>2</sup> s	182000 A <sup>2</sup> s	46 W	750 A	0.6 kg

Add M to the catalog number to order with microswitch



ABAT15AD500GI

### ABAT15AD Offset blades

Catalog number	Rated voltage DC (IEC)	Rated current I <sub>n</sub>	Pre-arcing I <sup>2</sup> t	Clearing I <sup>2</sup> t @250kA L/R= 4ms	Power dissipation at 0.8 I <sub>n</sub>	Min. breaking capacity (MBC)	Weight
ABAT15AD200GI	1500 V	200 A	6270 A <sup>2</sup> s	144000 A <sup>2</sup> s	39 W	600 A	1.4 kg
ABAT15AD250GI	1500 V	250 A	10370 A <sup>2</sup> s	226000 A <sup>2</sup> s	47 W	750 A	1.4 kg
ABAT15AD300GI	1500 V	300 A	18430 A <sup>2</sup> s	383000 A <sup>2</sup> s	60 W	900 A	1.4 kg
ABAT15AD350GI	1500 V	350 A	26540 A <sup>2</sup> s	499000 A <sup>2</sup> s	70 W	1050 A	1.4 kg
ABAT15AD400GI	1500 V	400 A	36130 A <sup>2</sup> s	535000 A <sup>2</sup> s	78 W	1200 A	1.4 kg
ABAT15AD450GI	1500 V	450 A	47190 A <sup>2</sup> s	590000 A <sup>2</sup> s	81 W	1350 A	1.4 kg
ABAT15AD500GI	1500 V	500 A	64230 A <sup>2</sup> s	803000 A <sup>2</sup> s	89 W	1500 A	1.4 kg

Add M to the catalog number to order with microswitch



ABAT15AD500FI

### ABAT15AD Bolted blades

Catalog number	Rated voltage DC (IEC)	Rated current I <sub>n</sub>	Pre-arcing I <sup>2</sup> t	Clearing I <sup>2</sup> t @250kA L/R= 4ms	Power dissipation at 0.8 I <sub>n</sub>	Min. breaking capacity (MBC)	Weight
ABAT15AD200FI	1500 V	200 A	6270 A <sup>2</sup> s	144000 A <sup>2</sup> s	39 W	600 A	1.4 kg
ABAT15AD250FI	1500 V	250 A	10370 A <sup>2</sup> s	226000 A <sup>2</sup> s	47 W	750 A	1.4 kg
ABAT15AD300FI	1500 V	300 A	18430 A <sup>2</sup> s	383000 A <sup>2</sup> s	60 W	900 A	1.4 kg
ABAT15AD350FI	1500 V	350 A	26540 A <sup>2</sup> s	499000 A <sup>2</sup> s	70 W	1050 A	1.4 kg
ABAT15AD400FI	1500 V	400 A	36130 A <sup>2</sup> s	535000 A <sup>2</sup> s	78 W	1200 A	1.4 kg
ABAT15AD450FI	1500 V	450 A	47190 A <sup>2</sup> s	590000 A <sup>2</sup> s	81 W	1350 A	1.4 kg
ABAT15AD500FI	1500 V	500 A	64230 A <sup>2</sup> s	803000 A <sup>2</sup> s	89 W	1500 A	1.4 kg

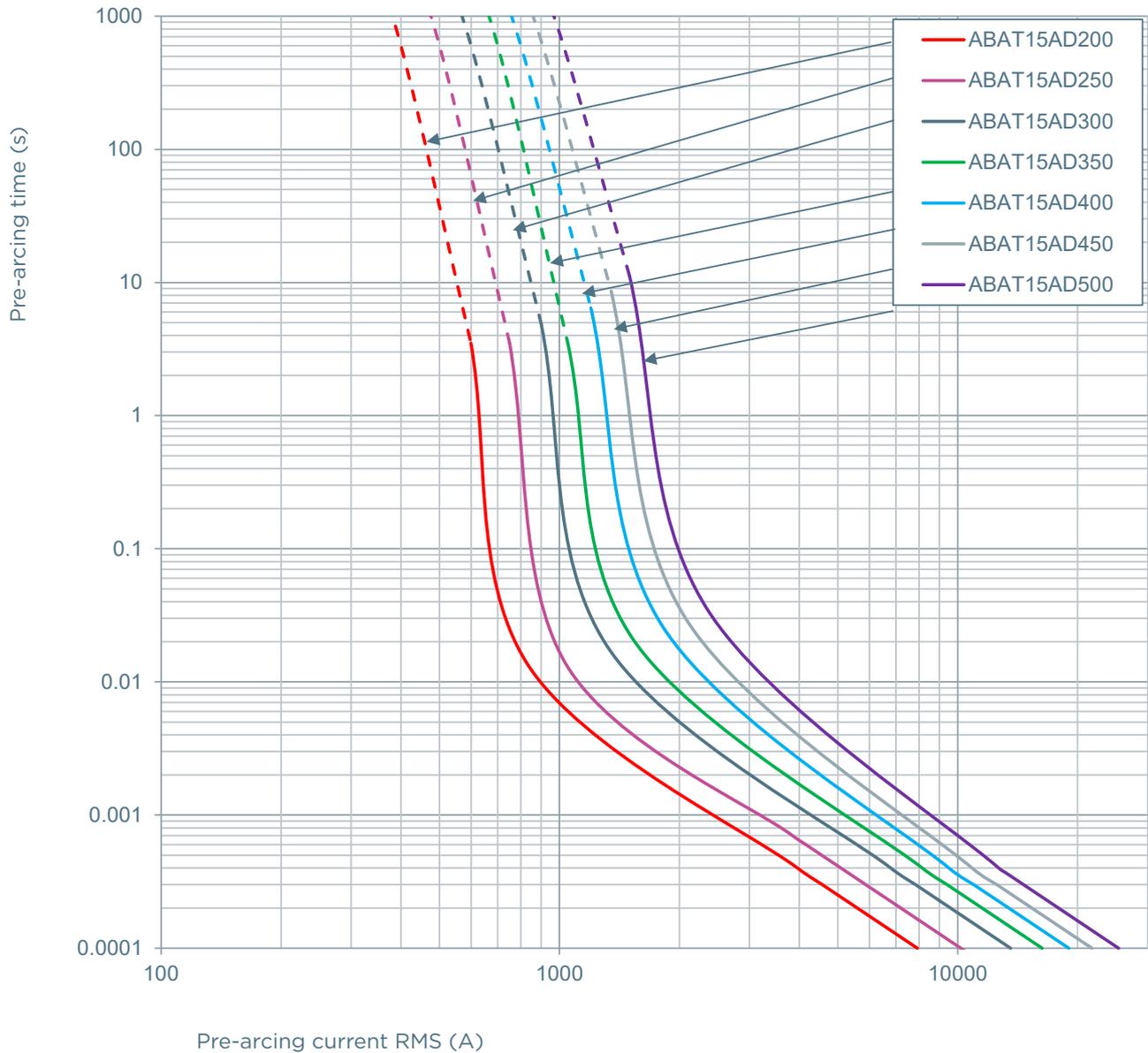
Add M to the catalog number to order with microswitch

# ABAT15AA, ABAT15AD

1 500 VDC Max., L/R ≤ 4ms, 100-500A

## TIME CURRENT CHARACTERISTIC CURVES

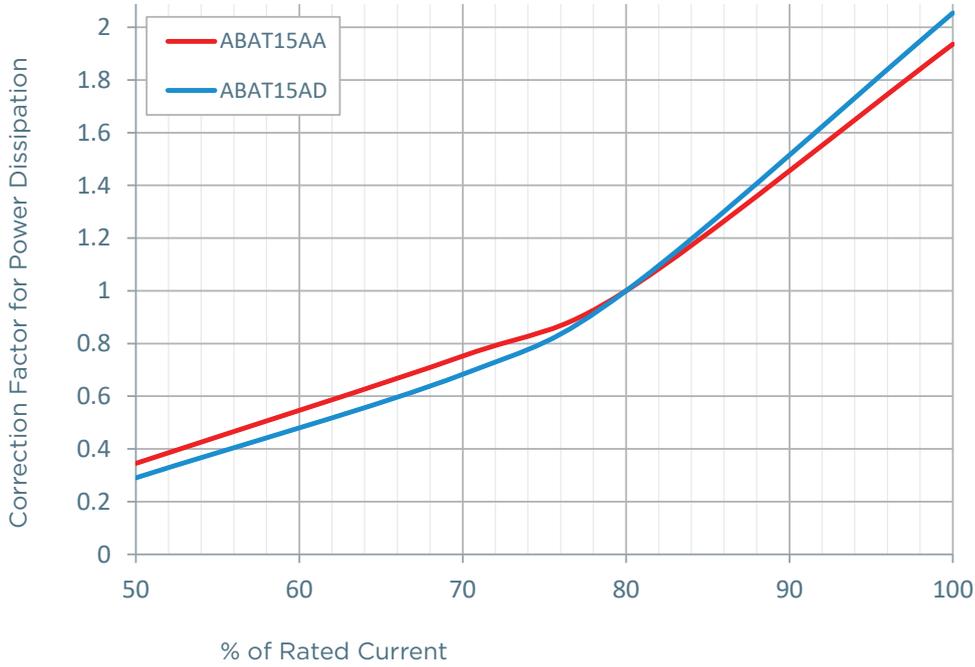
### ABAT15AD - 200 to 500A



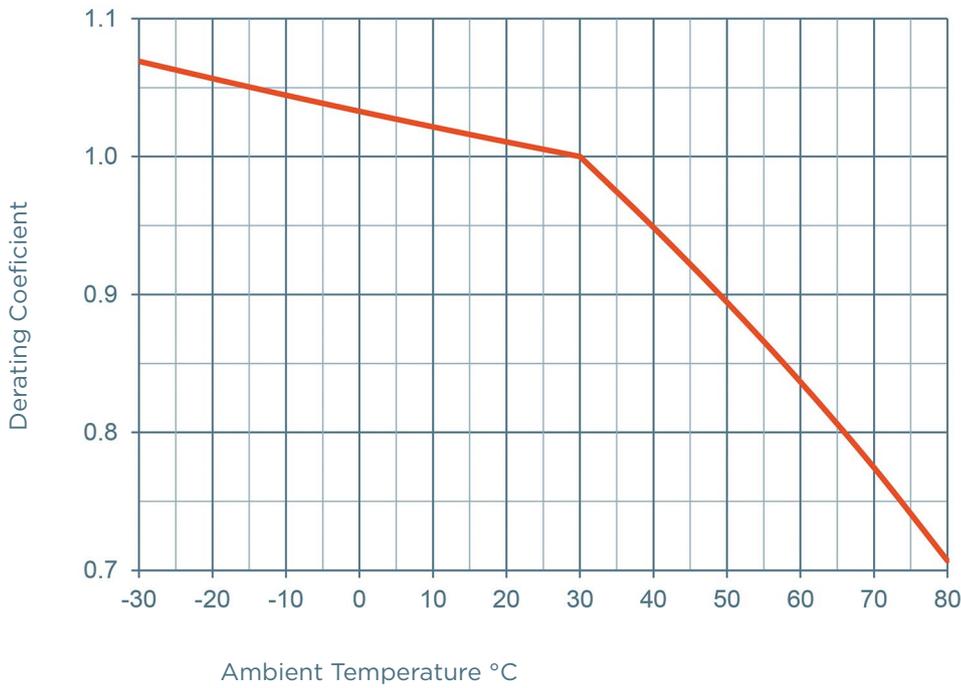
# ABAT15AA, ABAT15AD

1 500 VDC Max., L/R ≤ 4ms, 100-500A

## POWER DISSIPATION



## TEMPERATURE DERATING

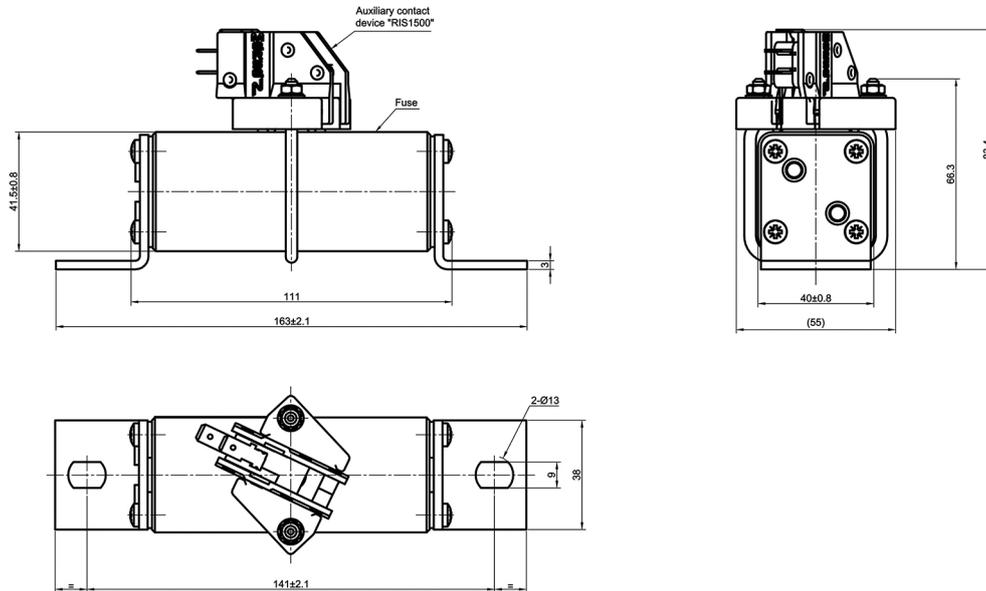


# ABAT15AA, ABAT15AD

1 500 VDC Max., L/R ≤ 4ms, 100-500A

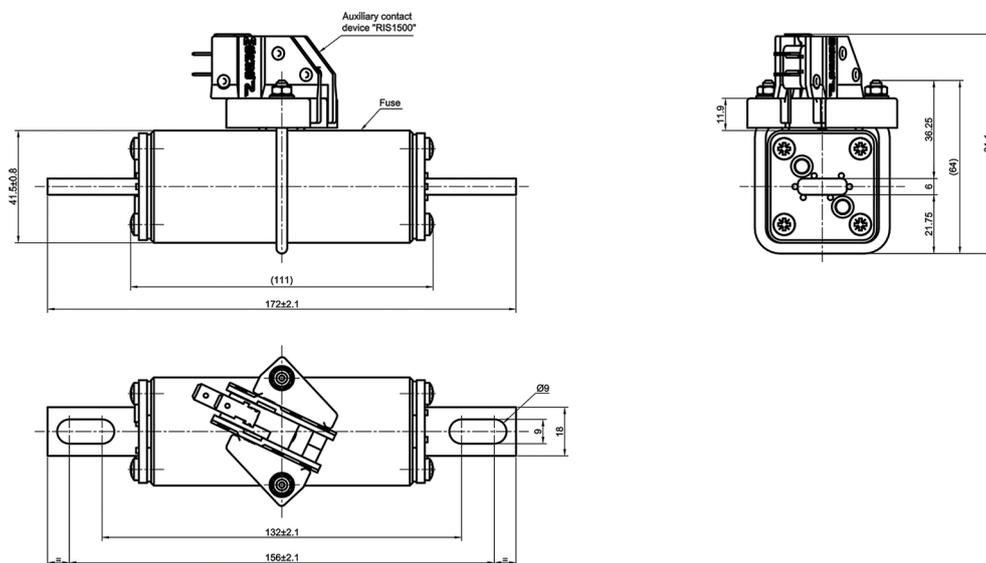
## DIMENSIONS

### ABAT15AA - Offset blades with optional microswitch



Dimensions in mm

### ABAT15AA - Bolted blades with optional microswitch



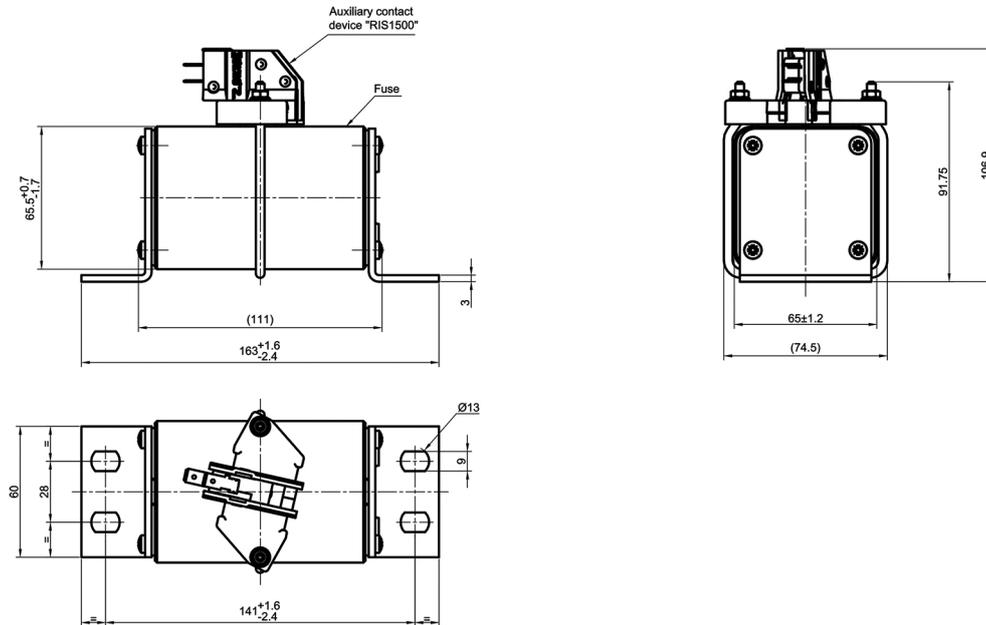
Dimensions in mm

# ABAT15AA, ABAT15AD

1 500 VDC Max., L/R ≤ 4ms, 100-500A

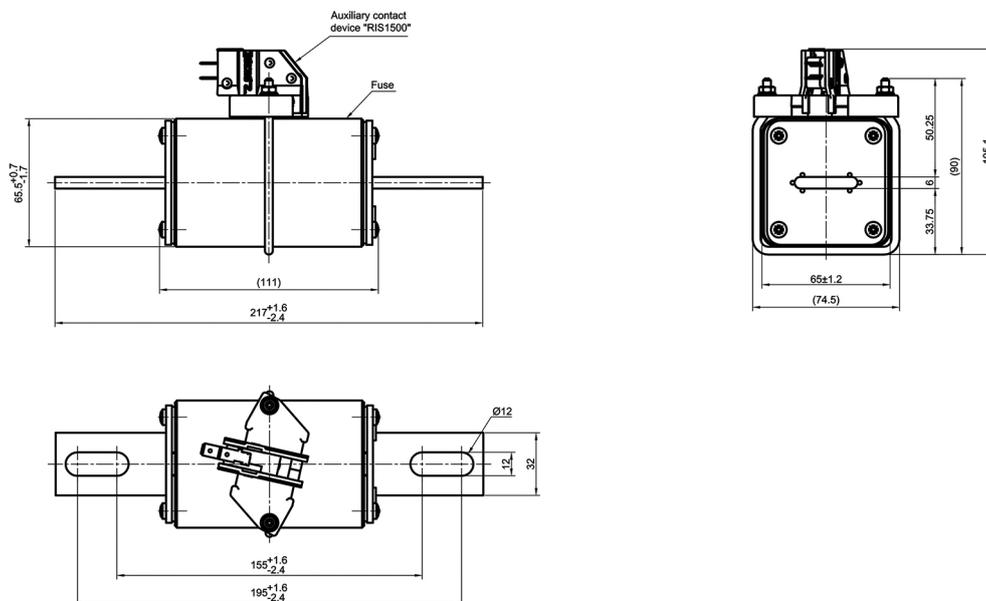
## DIMENSIONS

### ABAT15AD - Offset blades with optional microswitch



Dimensions in mm

### ABAT15AD - Bolted blades with optional microswitch



Dimensions in mm

# Anexo IV:

## Dimensionado cableado AC

## ÍNDICE

<b>1. OBJETO .....</b>	<b>3</b>
<b>2. NORMATIVA APLICABLE.....</b>	<b>3</b>
<b>3. DATOS DE PARTIDA.....</b>	<b>4</b>
<b>4. DIMENSIONAMIENTO DE CABLES AC .....</b>	<b>5</b>
4.1    MÉTODO DE INSTALACIÓN .....	5
4.2    CÁLCULO DE LA CORRIENTE MÁXIMA ADMISIBLE .....	6
4.2.1. <i>Cálculo de la caída de tensión</i> .....	10
4.2.2. <i>Cálculo de las pérdidas por efecto Joule</i> .....	11
4.3    SELECCIÓN DE CONDUCTOR .....	11
<b>5. BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>15</b>
<b>6. FICHAS TÉCNICAS</b>	

# 1. Objeto

El propósito de este documento es desarrollar los cálculos justificativos para el correcto dimensionamiento de los conductores de corriente alterna para la planta solar fotovoltaica ubicada en la provincia de Mangilao (Guam) de forma que se asegure el correcto funcionamiento de la planta.

Los cálculos desarrollados se centrarán en el dimensionamiento del cableado AC que se colocará entre la salida del transformador y el poste de la línea de distribución.

## 2. Normativa aplicable

Para el desarrollo de los cálculos se tomará como referencia la siguiente normativa de alcance internacional:

- IEC 60502 – 2 – Cables for rated voltages from 6 kV ( $U_m = 7,2$  kV) up to 30 kV ( $U_m = 36$  kV)[1].

### 3. Datos de partida

Se dispone de los valores de salida del transformador integrado en power station, dichos valores se encuentran recogidos en la Tabla 1.

<b>Fabricante</b>	<b>SMA</b>
<b>Modelo</b>	-
<b>Salida</b>	
<b>Potencia de salida (@35°C) (MVA)</b>	6
<b>Rango de voltaje a la salida (kV)</b>	11 – 35
<b>Frecuencia de trabajo (Hz)</b>	50/60
<b>Corriente máxima a 33 kV (A)</b>	105

Tabla 1. Principales parámetros de salida del transformador[2]

La tensión de la línea de distribución de la isla es de 34,5 kV. La distancia entre el transformador y la línea aérea de distribución se ha estimado en 600 metros.

En la Figura 1 se muestra el trazado de las líneas de distribución de energía.

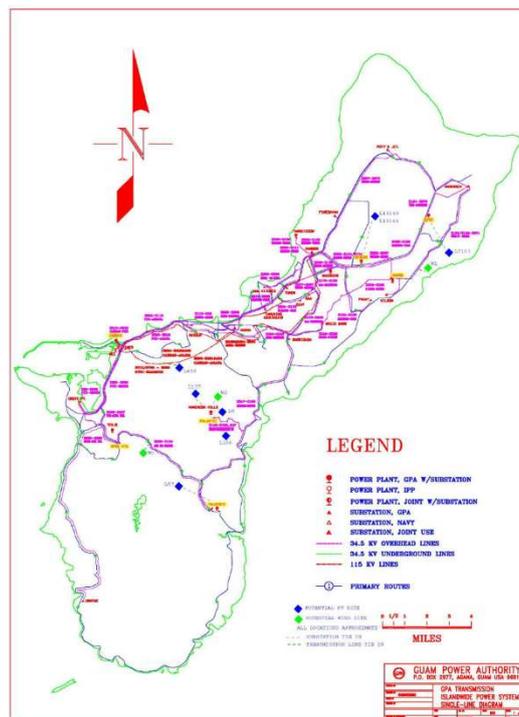


Figura 1. Mapa líneas eléctricas GUAM[3].

## 4. Dimensionamiento de cables AC

Como se expuso en el Apartado 2, para el dimensionamiento de los cables de corriente alterna se seguirá la metodología de cálculo expuesta en la norma IEC 60502 – 2. El cable elegido deberá ser capaz de soportar el paso de la corriente eléctrica sin deteriorarse, asimismo no se deberán superar las condiciones impuestas por el fabricante teniendo en cuenta los posibles coeficientes de reducción en función del método de instalación. Se establecerá un criterio de caída de tensión máximo del 0,5%, esto se debe a que las pérdidas de energía se traducen en pérdidas económicas.

Para realizar la conexión entre transformador y poste, se utilizarán cables unipolares dispuestos en triángulo en contacto, cuya sección se determinará en los siguientes subapartados. Los datos previos que se necesitan conocer para realizar el dimensionamiento del cable son los valores de tensión y corriente.

- Tensión

La tensión a la que se encuentran sometidos los cables está condicionada por la tensión de la red pública de distribución de energía. Siendo esta de 34,5 kV.

- Corriente

La corriente de salida se calcula aplicando la Ec. 1, para lo cual hace falta conocer la potencia aparente del sistema (6 MVA) y la tensión de la línea, recogida en el punto anterior. De donde se obtiene una corriente de 100,41 A,

$$S = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \quad (\text{Ec. 1})$$

### 4.1 Método de instalación

Se dispondrá de un único circuito trifásico entre la salida del transformador y el poste de red. Los cables se colocarán directamente enterrados, en triángulo y en contacto como recoge la Figura 2.

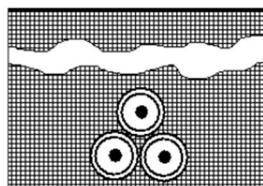


Figura 2. Disposición de los cables AC[1].

## 4.2 Cálculo de la corriente máxima admisible

Para determinar la corriente máxima admisible que podrá circular por los cables sin que se produzca el deterioro del aislante, se seguirá la metodología de cálculo recogida en la norma IEC 60502 – 2. Donde se establece que la corriente nominal del cable debe ser corregida de acuerdo con la siguiente expresión.

$$I_{z\ cable} = I_N \cdot f_1 \cdot f_2 \cdot f_3 \cdot f_4 \quad (Ec. 2)$$

Donde:

- $I_{z\ cable}$  = Corriente máxima admisible del cable condiciones de operación (A).
- $I_N$  = Corriente máxima admisible bajo condiciones normalizadas (A).
- $f_1$  = Factor corrector por temperatura.
- $f_2$  = Factor corrector por agrupamiento.
- $f_3$  = Factor corrector por resistencia térmica del terreno.
- $f_4$  = Factor corrector por profundidad.

Será necesario utilizar factores de corrección cuando las condiciones de instalación del cable sean distintas a las de ensayo del cable bajo la norma IEC 60502.

- **Factor corrector por temperatura exterior**

La temperatura del terreno se estima en 25°C y sabiendo que el cable a utilizar tiene aislamiento XLPE se puede extraer el factor corrector a aplicar de la Tabla B.11[1]. Para estas condiciones de diseño toma un valor de 0,96.

**Table B.11 – Correction factors for ambient ground temperatures other than 20 °C**

Maximum conductor temperature °C	Ambient ground temperature °C							
	10	15	25	30	35	40	45	50
90	1,07	1,04	0,96	0,93	0,89	0,85	0,80	0,76

- **Factor corrector por agrupamiento**

En caso de que haya más de un circuito agrupado será necesario aplicar un factor corrector por agrupamiento que dependerá del número de circuitos y de la distancia entre ellos. Para obtener este factor se recurre a la Tabla B.19[1] de la norma.

**Table B.19 – Correction factors for groups of three-phase circuits of single-core cables laid direct in the ground**

Number of cables in group	Spacing between group centres mm				
	Touching	200	400	600	800
2	0,73	0,83	0,88	0,90	0,92
3	0,60	0,73	0,79	0,83	0,86
4	0,54	0,68	0,75	0,80	0,84
5	0,49	0,63	0,72	0,78	0,82
6	0,46	0,61	0,70	0,76	0,81
7	0,43	0,58	0,68	0,75	0,80
8	0,41	0,57	0,67	0,74	–
9	0,39	0,55	0,66	0,73	–
10	0,37	0,54	0,65	–	–
11	0,36	0,53	0,64	–	–
12	0,35	0,52	0,64	–	–

Puesto que no existen otros circuitos en las proximidades, este parámetro tomará el valor de la unidad.

- **Factor corrector por resistencia térmica del terreno**

Los cables estarán enterrados en el suelo a una cierta profundidad. Por la naturaleza del emplazamiento de la planta se va a considerar que el terreno es de tipo húmedo. Para determinar la resistividad del terreno se utiliza la Tabla 9[1].

**Tabla 9. Resistividad térmica del terreno en función de su naturaleza y humedad**

Resistividad térmica del terreno (K.m/W)	Naturaleza del terreno y grado de humedad
0,40	Inundado
0,50	Muy húmedo
0,70	Húmedo
0,85	Poco húmedo
1,00	Seco
1,20	Arcilloso muy seco
1,50	Arenoso muy seco
2,00	De piedra arenisca
2,50	De piedra caliza
3,00	De piedra granítica

**Table B.14 – Correction factors for soil thermal resistivities other than 1,5 K·m/W for direct buried single-core cables**

Nominal area of conductor mm <sup>2</sup>	Values of soil thermal resistivity K·m/W						
	0,7	0,8	0,9	1	2	2,5	3
16	1,29	1,24	1,19	1,15	0,89	0,82	0,75
25	1,30	1,25	1,20	1,16	0,89	0,81	0,75
35	1,30	1,25	1,21	1,16	0,89	0,81	0,75
50	1,32	1,26	1,21	1,16	0,89	0,81	0,74
70	1,33	1,27	1,22	1,17	0,89	0,81	0,74
95	1,34	1,28	1,22	1,18	0,89	0,80	0,74
120	1,34	1,28	1,22	1,18	0,88	0,80	0,74
150	1,35	1,28	1,23	1,18	0,88	0,80	0,74
185	1,35	1,29	1,23	1,18	0,88	0,80	0,74
240	1,36	1,29	1,23	1,18	0,88	0,80	0,73
300	1,36	1,30	1,24	1,19	0,88	0,80	0,73
400	1,37	1,30	1,24	1,19	0,88	0,79	0,73

Conocido el tipo de terreno y su resistividad, así como el método de instalación de los cables, se puede determinar el factor corrector por resistividad térmica del terreno (Tabla B.14[1]), siendo este de valor 1,34.

- **Factor corrector por profundidad**

La profundidad a la que se encuentran enterrados los cables influye en la capacidad de refrigeración de estos, y por tanto en su capacidad máxima para transportar corriente eléctrica. Con el fin de reducir costes de instalación y mejorar en la medida de lo posible su refrigeración, se ha seleccionado una profundidad de enterramiento de los cables de 1,5 m.

**Table B.12 – Correction factors for depths of laying other than 0,8 m for direct buried cables**

Depth of laying m	Single-core cables		Three-core cables
	Nominal conductor size mm <sup>2</sup>		
	≤185 mm <sup>2</sup>	>185 mm <sup>2</sup>	
0,5	1,04	1,06	1,04
0,6	1,02	1,04	1,03
1	0,98	0,97	0,98
1,25	0,96	0,95	0,96
1,5	0,95	0,93	0,95
1,75	0,94	0,91	0,94
2	0,93	0,90	0,93
2,5	0,91	0,88	0,91
3	0,90	0,86	0,90

Recurriendo a la Tabla B.12[1], se obtiene un factor corrector por profundidad de 0,95.

Una vez obtenidos los coeficientes correctores, y aplicando la Ec. 2 mostrada al inicio del apartado, se obtiene la corriente máxima admisible del cable bajo las condiciones de operación. Puesto que se va a estudiar el empleo de diferentes secciones de cable, la expresión se ha dejado en función de la corriente admisible ( $I_{Adm}$ ) del cable.

$$I = I_N \cdot f_1 \cdot f_2 \cdot f_3 \cdot f_4 = I_{Adm} \cdot 0,96 \cdot 1 \cdot 1,32 \cdot 0,95 = I_{Adm} \cdot 1,204 A$$

#### 4.2.1. Cálculo de la caída de tensión

La caída de tensión se produce como consecuencia del paso de corriente por un conductor eléctrico, aunque no existe una limitación máxima en la normativa, se ha establecido que esta caída no podrá ser superior a un 0,5% entre la salida del transformador y el poste de la línea. Para calcular la caída de tensión se utiliza la Ec. 3.

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \cdot I \cdot L \cdot (R \cdot \cos(\phi) + X \cdot \text{sen}(\phi))}{V_{\text{Línea}}} \quad (\text{Ec. 3})$$

Donde:

- $\Delta V$  = Caída de tensión porcentual (%).
- $I$  = Corriente que circula por el circuito (A).
- $L$  = Longitud del cable (km).
- $R$  = Resistencia del conductor por unidad de longitud a la temperatura de trabajo ( $\Omega/\text{km}$ ).
- $\Omega$  = Factor de potencia en la línea
- $X$  = Reactancia inductiva ( $\Omega/\text{km}$ ).
- $V_{\text{Línea}}$  = Tensión nominal en la línea (V).

La resistencia eléctrica del conductor dependerá de su temperatura de trabajo, para determinarla se utiliza la Ec. 4.

$$R = R_{20}[1 + \alpha (T - 20)] \quad (\text{Ec. 4})$$

Donde:

- $R$  = Resistencia eléctrica del material a la temperatura de servicio ( $\Omega/\text{km}$ ).
- $R_{20}$  = Resistencia eléctrica del material a 20 °C ( $\Omega/\text{km}$ ).
- $\alpha$  = Coeficiente de variación de resistividad específica por temperatura del conductor (0,00382 para el aluminio y 0,0039 para el cobre).

Como se puede ver en la Ec. 4, la resistencia eléctrica depende de la temperatura del conductor, para determinar dicha temperatura se utiliza la Ec. 5.

$$T = T_0 + (T_{\text{max}} - T_0) \left( \frac{I}{I_{\text{max}}} \right)^2 \quad (\text{Ec. 5})$$

Donde:

- $T$  = Temperatura del conductor bajo las condiciones de trabajo ( $^{\circ}\text{C}$ ).
- $T_0$  = Temperatura ambiente del conductor ( $^{\circ}\text{C}$ ).
- $T_{m\acute{a}x}$  = Temperatura máxima que puede soportar el conductor ( $^{\circ}\text{C}$ ).
- $I$  = Intensidad nominal que circula por el conductor (A).
- $I_{m\acute{a}x}$  = Intensidad máxima que puede circular por el conductor bajo las condiciones de instalación (A).

#### 4.2.2. Cálculo de las pérdidas por efecto Joule

Las pérdidas por efecto Joule se traducen en pérdidas económicas, por lo que es necesario estimarlas de manera precisa para elegir la sección del conductor de forma adecuada. Estas pérdidas se calculan haciendo uso de la Ec. 6.

$$P = 3 \cdot R \cdot L \cdot I^2 \quad (\text{Ec. 6})$$

Donde:

- $P$  = Energía disipada por el conductor (W).
- $R$  = Resistencia del conductor por unidad de longitud a la temperatura de trabajo ( $\Omega/\text{km}$ ).
- $L$  = Longitud del cable (km).
- $I$  = Intensidad que circula por el conductor (A).

### 4.3 Selección de conductor

Una vez definidas las ecuaciones que se emplearán en el cálculo, el siguiente paso será determinar la sección de conductor a utilizar. Además de los criterios térmicos y de caída de tensión se tendrá también en cuenta el criterio económico, ya que las pérdidas en esta parte de la instalación afectan directamente a los ingresos que la planta es capaz de generar, por lo tanto se elegirá un conductor que minimice el coste asociado a las pérdidas por efecto Joule, también se tendrá en consideración el coste del propio cable. La solución adoptada será aquella cuya suma entre coste asociado a pérdidas y del propio cable sea la menor.

Se ha seleccionado el cable modelo VOLTALENE H 26/45 kV del fabricante PRYSMIAN, se estudiará el empleo de cables de cobre y aluminio, siendo este último considerablemente más barato. Se estudiará el empleo de cables unipolares de sección 1x50; 1x70; 1x95; 1x120 mm<sup>2</sup>.

Para llevar a cabo el cálculo de las pérdidas por efecto Joule se utilizarán los datos de producción de energía por horas extraídos de la simulación en PVsyst y se aplicarán las ecuaciones descritas en los Apartados 4.2.1 y 4.2.2. No se han tenido en consideración las pérdidas asociadas al incremento de energía vertida a la red almacenada en el BESS.

Los costes estimados de cable en función de su material y sección quedan recogidos en la Tabla 2. El precio de venta de la energía es de 170\$/MWh, el cual es el mismo que el coste de energía perdida.

Cable aluminio (\$/m)		Cable cobre (\$/m)	
<b>1x50</b>	4,839	<b>1x50</b>	21,356
<b>1x70</b>	4,93	<b>1x70</b>	25,71
<b>1x95</b>	5,75	<b>1x95</b>	30,8
<b>1x120</b>	7,28	<b>1x120</b>	34,44

Tabla 2. Costes de conductores de MT para varias secciones y materiales.

Las pérdidas estimadas durante toda la vida útil de operación de la planta (25 años) y la caída máxima de tensión para cada una de las configuraciones se recogen en las tablas mostradas a continuación.

Aluminio			
Cable 1x50		Cable 1x70	
<b>Pérdidas Joule (25 años) (kW)</b>	654036,8	<b>Pérdidas Joule (25 años) (kW)</b>	444797,1
<b>Caída de tensión máxima (%)</b>	0,21%	<b>Caída de tensión máxima (%)</b>	0,14%
<b>Longitud de cable necesaria (m)</b>	1800,0	<b>Longitud de cable necesaria (m)</b>	1800,0
<b>Coste cable (\$)</b>	8710,2	<b>Coste cable (\$)</b>	8874,0
<b>Coste pérdidas (\$)</b>	111186,3	<b>Coste pérdidas (\$)</b>	75615,5
<b>Coste total (\$)</b>	119896,5	<b>Coste total (\$)</b>	84489,5

Tabla 3. Pérdidas Joule y coste total para cables de aluminio de sección 1x50 y 1x70.

Aluminio			
Cable 1x95		Cable 1x120	
<b>Pérdidas Joule (25 años) (kW)</b>	318551,9	<b>Pérdidas Joule (25 años) (kW)</b>	250437,2
<b>Caída de tensión máxima (%)</b>	0,10%	<b>Caída de tensión máxima (%)</b>	0,08%
<b>Longitud de cable necesaria (m)</b>	1800,0	<b>Longitud de cable necesaria (m)</b>	1800,0
<b>Coste cable (\$)</b>	10350,0	<b>Coste cable (\$)</b>	13104,0
<b>Coste pérdidas (\$)</b>	54153,8	<b>Coste pérdidas (\$)</b>	42574,3
<b>Coste total (\$)</b>	64503,8	<b>Coste total (\$)</b>	55678,3

Tabla 4. Pérdidas Joule y coste total para cables de aluminio de sección 1x95 y 1x120.

<b>Cobre</b>			
<b>Cable 1x50</b>		<b>Cable 1x70</b>	
<b>Perdidas Joule (25 años) (kW)</b>	388325,5	<b>Perdidas Joule (25 años) (kW)</b>	266311,8
<b>Caída de tensión máxima (%)</b>	0,12%	<b>Caída de tensión máxima (%)</b>	0,08%
<b>Longitud de cable necesaria (m)</b>	1800,0	<b>Longitud de cable necesaria (m)</b>	1800,0
<b>Coste cable (\$)</b>	38440,8	<b>Coste cable (\$)</b>	46278,0
<b>Coste pérdidas (\$)</b>	66015,3	<b>Coste pérdidas (\$)</b>	45273,0
<b>Coste total (\$)</b>	104456,1	<b>Coste total (\$)</b>	91551,0

Tabla 5. Pérdidas Joule y coste total para cables de cobre de sección 1x50 y 1x70.

<b>Cobre</b>			
<b>Cable 1x95</b>		<b>Cable 1x120</b>	
<b>Perdidas Joule (25 años) (kW)</b>	190664,2	<b>Perdidas Joule (25 años) (kW)</b>	150682,3
<b>Caída de tensión máxima (%)</b>	0,06%	<b>Caída de tensión máxima (%)</b>	0,05%
<b>Longitud de cable necesaria (m)</b>	1800,0	<b>Longitud de cable necesaria (m)</b>	1800,0
<b>Coste cable (\$)</b>	55440,0	<b>Coste cable (\$)</b>	61992,0
<b>Coste pérdidas (\$)</b>	32412,9	<b>Coste pérdidas (\$)</b>	25616,0
<b>Coste total (\$)</b>	87852,9	<b>Coste total (\$)</b>	87608,0

Tabla 6. Pérdidas Joule y coste total para cables de cobre de sección 1x95 y 1x120.

Tras analizar los resultados del cálculo, se observa que cuanto más se aumenta la sección, el coste total disminuye indefinidamente, Esto se debe a que el coste del cable tiene poca influencia sobre el total, ya que su longitud es relativamente pequeña. Sin embargo, conviene elegir un cable de sección muy elevada, ya que esto podría suponer otros problemas como un incremento del coste de las zanjas, logística e instalación entre otros.

De decide por tanto que la mejor opción (por ser la que presenta un menor coste), es utilizar cable de aluminio de sección 1x120 mm<sup>2</sup>. Las características técnicas del conductor seleccionado se recogen en la Tabla 7.

1 x sección conductor (Al)/sección pantalla (Cu) (mm <sup>2</sup> )	Intensidad máxima admisible enterrado* (A)	Intensidad máxima admisible al aire** (A)	Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km)	Reactancia inductiva (Ω/km)	Capacidad (μF/km)
<b>26/45 kV</b>					
1x35/16	171	174	0,524	0,159	0,135
1x50/16	202	207	0,387	0,152	0,144
1x70/16	248	258	0,268	0,144	0,161
1x95/16	297	314	0,193	0,136	0,175
1x120/16	338	361	0,153	0,132	0,186
1x150/16	381	411	0,124	0,125	0,209
1x185/16	431	472	0,0991	0,121	0,226
1x240/16	501	558	0,0754	0,115	0,249
1x300/16	565	640	0,0601	0,112	0,275
1x400/16	644	743	0,047	0,106	0,341
1x500/16	731	860	0,0366	0,102	0,375
1x630/16	824	984	0,0283	0,098	0,411
1x800/16	921	1132	0,0221	0,095	0,460
1x1000/16	1007	1269	0,0176	0,090	0,546

Tabla 7. Características del conductor VOLTALENE H 26/45 kV.

## 5. Bibliografía

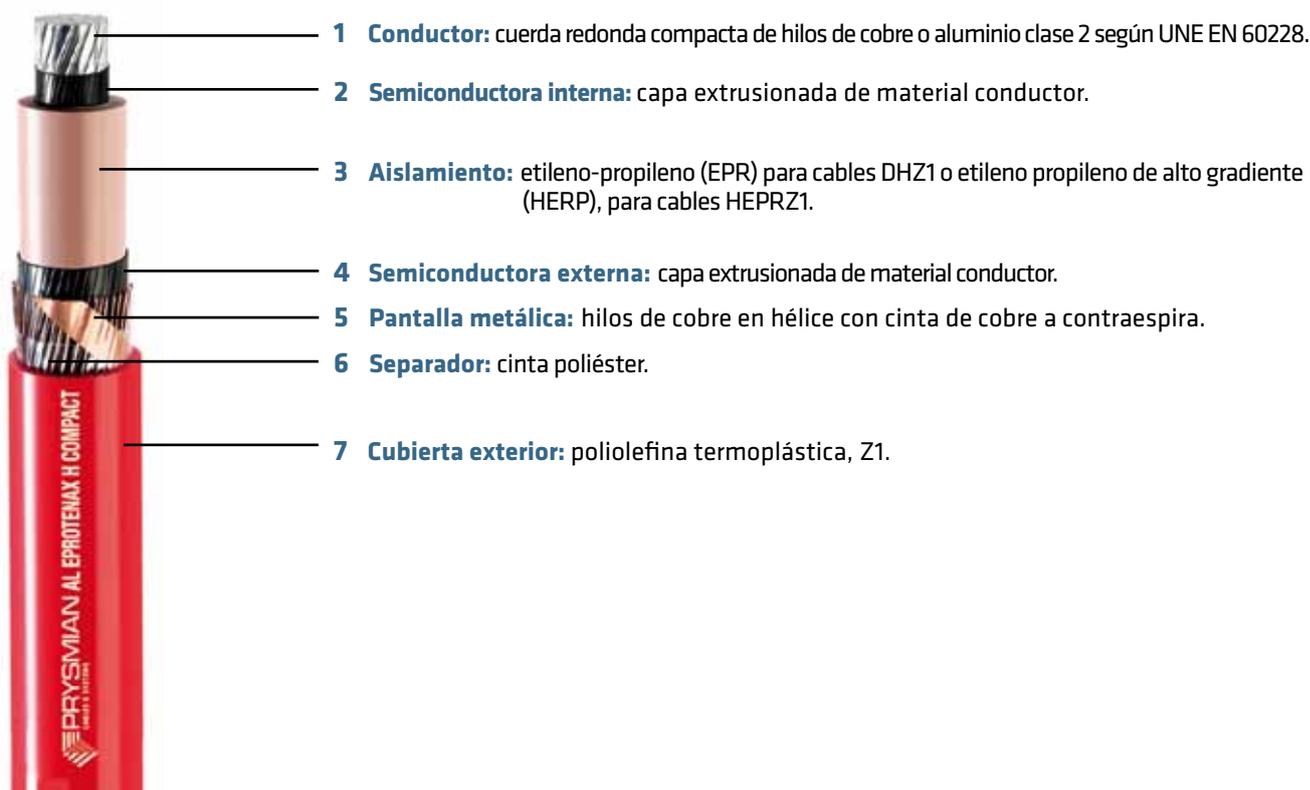
- [1] «IEC 60502-2:2014 | IEC Webstore». <https://webstore.iec.ch/publication/2272> (accedido 3 de julio de 2023).
- [2] S. A. Solar Technology, «MV POWER STATION 4400 / 4950 / 5000 / 5500 / 5800 / 6000 - Turnkey Solution for PV Power Plants».
- [3] I. Baring-Gould, M. Conrad, S. Haase, E. Hotchkiss, y P. McNutt, «Guam Initial Technical Assessment Report», abr. 2011, doi: 10.2172/1012498.

### EPROTENAX H 26/45 KV, 36/66 kV

#### DESCRIPCIÓN

**Tipo:** DHZ1, HEPRZ1 (con conductor de cobre), AL RHZ1-0L, AL HEPRZ1 (con conductor de aluminio)  
**Tensión nominal:** 26/45 kV, 36/66 kV  
**Norma:** UNE HD 632-6A

#### COMPOSICIÓN:



#### CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

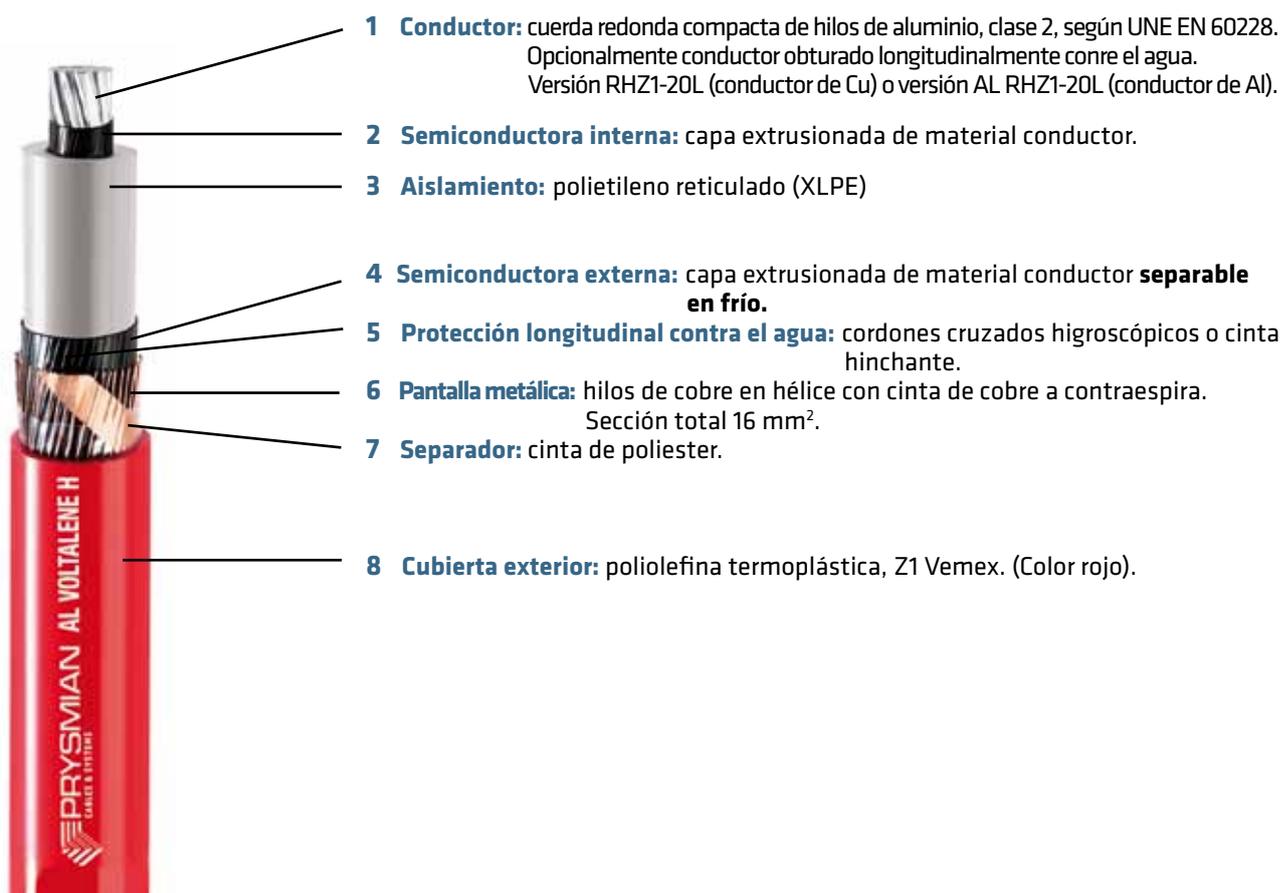
	26/45 kV	36/66 kV
Tensión nominal simple, U <sub>0</sub> (kV)	26	36
Tensión nominal entre fases, U (kV)	45	66
Tensión máxima entre fases, U <sub>m</sub> (kV)	52	72,5
Tensión a impulsos, U <sub>p</sub> (kV)	250	325
Temperatura máxima admisible en el conductor en servicio permanente (°C)	90	90
Temperatura máxima admisible en el conductor en régimen de cortocircuito (°C)	250	250

## VOLTALENE H 26/45 kV, 36/66 kV

### DESCRIPCIÓN

**Tipo:** DHZ1, HEPRZ1 (con conductor de cobre), AL RHZ1-0L (con conductor de aluminio)  
**Tensión nominal:** 26/45 kV, 36/66 kV  
**Norma:** UNE HD 632-6A

### COMPOSICIÓN:



**NOTA:** Ver datos de este diseño en páginas siguientes.

### CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

	26/45 kV	36/66 kV
Tensión nominal simple, U <sub>0</sub> (kV)	26	36
Tensión nominal entre fases, U (kV)	45	66
Tensión máxima entre fases, U <sub>m</sub> (kV)	52	72,5
Tensión a impulsos, U <sub>p</sub> (kV)	250	325
Temperatura máxima admisible en el conductor en servicio permanente (°C)	90	90
Temperatura máxima admisible en el conductor en régimen de cortocircuito (°C)	250	250

## VOLTALENE H 26/45 kV AL RHZ1 (conductor de aluminio)

### DATOS TÉCNICOS

#### CARACTERÍSTICAS DIMENSIONALES (valores aproximados)

1 x sección conductor (Al)/sección pantalla (Cu) (mm <sup>2</sup> )	Código	Ø conductor (mm)	Ø aislamiento (mm)	Ø pantalla (mm)	Ø cable (mm)	Peso (kg/km)	Radio de curvatura estático (posición final) (mm)	Radio de curvatura dinámico (durante tendido) (mm)
<b>26/45 kV</b>								
1x35/16	20117961	6,8	24,7	28,1	34,2	1090	547	684
1x50/16	20117962	8	25,8	29,2	35,3	1170	565	706
1x70/16	20117963	9,8	27,8	31,2	37,3	1320	597	746
1x95/16	20070279	11,2	29,1	32,5	38,6	1420	618	772
1x120/16	20117964	12,6	30,4	33,8	39,9	1540	638	798
1x150/16	37011355	14	30,8	34,2	40,3	1610	645	806
1x185/16	20117965	15,6	32,3	35,7	41,9	1770	670	838
1x240/16	20993429	18	34,7	38,1	44,2	2020	707	884
1x300/16	20994805	20,3	37,6	41	47,1	2320	754	942
1x400/16	20117966	22,9	39	42,4	48,5	2550	776	970
1x500/16	20117967	26,3	42,4	45,8	51,9	3000	830	1038
1x630/16	20117968	30,2	46,3	49,7	55,8	3500	893	1116
1x800/16	20117969	34	50,1	53,5	59,6	4150	954	1192
1x1000/16	20117970	38,4	53,5	56,9	63,7	4910	1019	1274

#### CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

	26/45 kV
Tensión nominal simple, U <sub>0</sub> (kV)	26
Tensión nominal entre fases, U (kV)	45
Tensión máxima entre fases, U <sub>m</sub> (kV)	52
Tensión a impulsos, U <sub>p</sub> (kV)	250
Temperatura máxima admisible en el conductor en servicio permanente (°C)	90
Temperatura máxima admisible en el conductor en régimen de cortocircuito (°C)	250

#### (Valores aproximados)

1 x sección conductor (Al)/sección pantalla (Cu) (mm <sup>2</sup> )	Intensidad máxima admisible enterrado* (A)	Intensidad máxima admisible al aire** (A)	Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km)	Reactancia inductiva (Ω/km)	Capacidad (μF/km)
<b>26/45 kV</b>					
1x35/16	132	134	0,868	0,161	0,133
1x50/16	157	160	0,641	0,153	0,143
1x70/16	193	201	0,443	0,143	0,162
1x95/16	226	236	0,32	0,137	0,174
1x120/16	262	280	0,253	0,132	0,186
1x150/16	295	318	0,206	0,126	0,208
1x185/16	334	365	0,164	0,121	0,223
1x240/16	389	432	0,125	0,116	0,246
1x300/16	440	498	0,1	0,112	0,273
1x400/16	505	582	0,0778	0,106	0,343
1x500/16	579	681	0,0605	0,102	0,379
1x630/16	663	798	0,0469	0,098	0,422
1x800/16	749	920	0,0367	0,094	0,463
1x1000/16	836	1052	0,0291	0,091	0,547

\*Condiciones de instalación: una terna de cables directamente enterrada o bajo tubo a 1,2 m de profundidad, temperatura de terreno 25 °C y resistividad térmica 1 K·m/W.

\*\*Condiciones de instalación: una terna de cables al aire (a la sombra) a 40 °C.

**NOTA:** valores obtenidos para una terna de cables al tresbolillo y en contacto y pantallas conectadas a tierra en ambos extremos. Para el cálculo de la reactancia inductiva con los conductores en cualquier disposición aplicar la fórmula de la página 231.

**IMPORTANTE:** Para los valores concretos de intensidades máximas según los conexionados de pantalla contactar con Prysmian.

## VOLTALENE H 26/45 kV RHZ1 (conductor de cobre)

### DATOS TÉCNICOS

#### CARACTERÍSTICAS DIMENSIONALES (valores aproximados)

1 x sección conductor (Al)/sección pantalla (Cu) (mm <sup>2</sup> )	Código	Ø conductor (mm)	Ø aislamiento (mm)	Ø pantalla (mm)	Ø cable (mm)	Peso (kg/km)	Radio de curvatura estático (posición final) (mm)	Radio de curvatura dinámico (durante tendido) (mm)
<b>26/45 kV</b>								
1x35/16	20117861	7	24,9	26,9	34,4	1320	550	688
1x50/16	20117862	8	25,8	29,2	35,4	1460	566	708
1x70/16	20117863	9,7	27,6	31	37,2	1720	595	744
1x95/16	37011335	11,4	29,2	32,6	38,7	2010	619	774
1x120/16	20052424	12,6	30,5	33,9	40	2290	640	800
1x150/16	20992340	14,1	30,9	34,3	40,4	2520	646	808
1x185/16	20013787	15,9	32,7	36,1	42,2	2910	675	844
1x240/16	20084553	18,3	35,1	38,5	44,6	3500	714	892
1x300/16	20001742	20,5	37,8	41,2	47,3	4180	757	946
1x400/16	20117864	23,1	38,9	42,3	48,4	4910	774	968
1x500/16	37011342	26,3	42	45,4	51,5	6020	824	1030
1x630/16	20106569	29,6	45,4	48,8	54,9	7410	878	1098
1x800/16	20117865	34,1	49,9	53,3	60	9490	960	1200
1x1000/16	20117866	38,7	53,5	56,9	63,6	11550	1018	1272

#### CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

	26/45 kV
Tensión nominal simple, U <sub>0</sub> (kV)	26
Tensión nominal entre fases, U (kV)	45
Tensión máxima entre fases, U <sub>m</sub> (kV)	52
Tensión a impulsos, U <sub>p</sub> (kV)	250
Temperatura máxima admisible en el conductor en servicio permanente (°C)	90
Temperatura máxima admisible en el conductor en régimen de cortocircuito (°C)	250

#### (Valores aproximados)

1 x sección conductor (Al)/sección pantalla (Cu) (mm <sup>2</sup> )	Intensidad máxima admisible enterrado* (A)	Intensidad máxima admisible al aire** (A)	Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km)	Reactancia inductiva (Ω/km)	Capacidad (μF/km)
<b>26/45 kV</b>					
1x35/16	171	174	0,524	0,159	0,135
1x50/16	202	207	0,387	0,152	0,144
1x70/16	248	258	0,268	0,144	0,161
1x95/16	297	314	0,193	0,136	0,175
1x120/16	338	361	0,153	0,132	0,186
1x150/16	381	411	0,124	0,125	0,209
1x185/16	431	472	0,0991	0,121	0,226
1x240/16	501	558	0,0754	0,115	0,249
1x300/16	565	640	0,0601	0,112	0,275
1x400/16	644	743	0,047	0,106	0,341
1x500/16	731	860	0,0366	0,102	0,375
1x630/16	824	984	0,0283	0,098	0,411
1x800/16	921	1132	0,0221	0,095	0,460
1x1000/16	1007	1269	0,0176	0,090	0,546

\*Condiciones de instalación: una terna de cables directamente enterrada o bajo tubo a 1,2 m de profundidad, temperatura de terreno 25 °C y resistividad térmica 1 K·m/W.

\*\*Condiciones de instalación: una terna de cables al aire (a la sombra) a 40 °C.

**NOTA:** valores obtenidos para una terna de cables al tresbolillo y en contacto y pantallas conectadas a tierra en ambos extremos. Para el cálculo de la reactancia inductiva con los conductores en cualquier disposición aplicar la fórmula de la página 231.

**IMPORTANTE:** Para los valores concretos de intensidades máximas según los conexionados de pantalla contactar con Prysmian.

# Anexo V:

## Dimensionado BESS

## ÍNDICE

<b>1. OBJETO .....</b>	<b>3</b>
<b>2. DATOS DE PARTIDA .....</b>	<b>3</b>
2.1 DATOS POR HORAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA.....	3
<b>3. DIMENSIONADO DEL BESS .....</b>	<b>4</b>
3.1 ANÁLISIS DE DATOS .....	4
3.2 PROBLEMÁTICA DE LAS BATERÍAS DE LITIO .....	5
3.3 SELECCIÓN DEL BESS .....	6
<b>4. ANÁLISIS ECONÓMICO.....</b>	<b>8</b>
<b>5. BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>9</b>
<b>6. ENERGÍA EXCEDENTE POR DÍAS .....</b>	<b>10</b>
<b>7. FICHAS TÉCNICAS</b>	

# 1. Objeto

El propósito de este documento es desarrollar los cálculos justificativos para la selección de sistema de almacenamiento de energía por medio de baterías (BESS).

La selección óptima de un BESS es un proceso complejo, es por eso que en este Anexo solo se abordará un predimensionamiento del mismo por medio de balances de energía.

# 2. Datos de partida

Los datos de partida de los que se dispone son los resultados de la simulación de la planta en PVsyst por horas. Dichos resultados serán tratados en Excel para dimensionar la capacidad del BESS.

## 2.1 Datos por horas de generación de energía

Tras haber seleccionado en el Anexo I una configuración de planta óptima, PVsyst permite exportar los resultados de la simulación a una hoja de cálculo de Excel (Figura 1).

Los datos exportados contienen información acerca de todas las variables involucradas en la planta como son radiación, temperaturas, humedad, velocidad del viento o energía producida en las diferentes etapas de la planta (campo solar, entrada a inversor, salida a red y pérdidas por sobrepotencia en el inversor) entre otras muchas.

De todas las columnas, la que nos interesa es la relativa a (IL\_Pmax), la cual se corresponde con las pérdidas por sobrepotencia en el inversor (clipping losses).

	AB	AC	AD	AE	AF	AG	AH	AI	AJ	AK	AL	AM	AN	AO	AP	AQ	AR
1	date	TArray	TArrWtd	DTArr	DTArrGI	IArray	UArray	ArrayON	InvLoss	IL_Oper	IL_Pmin	IL_Vmin	IL_Pmax	IL_Vmax	IL_Imax	IL_Nigh	Syst_ON
1635	09/03/2024 23:00	0	0	-25,31	0	0	0	0	0,74	0	0	0	0	0	0	0,74	0
1636	10/03/2024 0:00	0	0	-24,97	0	0	0	0	0,74	0	0	0	0	0	0	0,74	0
1637	10/03/2024 1:00	0	0	-24,62	0	0	0	0	0,74	0	0	0	0	0	0	0,74	0
1638	10/03/2024 2:00	0	0	-24,26	0	0	0	0	0,74	0	0	0	0	0	0	0,74	0
1639	10/03/2024 3:00	0	0	-24,07	0	0	0	0	0,74	0	0	0	0	0	0	0,74	0
1640	10/03/2024 4:00	0	0	-23,88	0	0	0	0	0,74	0	0	0	0	0	0	0,74	0
1641	10/03/2024 5:00	0	0	16,04	0	0	0	0	0,74	0	0	0	0	0	0	0,74	0
1642	10/03/2024 6:00	0	0	16,04	0	0	0	0	0,74	0	0	0	0	0	0	0,74	0
1643	10/03/2024 7:00	34,919	34,919	10,299	0,0248	2606,8	1213,4	1	49,089	49,089	0	0	0	0	0	0	0
1644	10/03/2024 8:00	48,684	48,684	22,903	0,0251	5187,1	1176,5	1	479,87	102,36	0	0	377,51	0	0	0	0
1645	10/03/2024 9:00	52,366	52,366	25,415	0,0252	5202	1173,1	1	1048,2	102,23	0	0	945,94	0	0	0	0
1646	10/03/2024 10:00	54,137	54,137	26,127	0,0252	5210,7	1171,1	1	1200	102,15	0	0	1097,8	0	0	0	0
1647	10/03/2024 11:00	55,28	55,28	26,38	0,0252	5217,2	1169,6	1	1259,8	102,09	0	0	1157,7	0	0	0	0
1648	10/03/2024 12:00	55,937	55,937	26,347	0,0252	5219	1169,2	1	1241,6	102,07	0	0	1139,5	0	0	0	0
1649	10/03/2024 13:00	56,29	56,29	26,24	0,0252	5217,4	1169,6	1	1203,3	102,08	0	0	1101,2	0	0	0	0
1650	10/03/2024 14:00	56,201	56,201	25,921	0,0252	5209,2	1171,4	1	1080,2	102,16	0	0	978,03	0	0	0	0
1651	10/03/2024 15:00	55,153	55,153	24,893	0,0252	5199,4	1173,7	1	830,45	102,25	0	0	728,2	0	0	0	0
1652	10/03/2024 16:00	52,217	52,217	22,327	0,0251	5185,1	1176,9	1	240,06	102,38	0	0	137,68	0	0	0	0
1653	10/03/2024 17:00	39,901	39,901	10,691	0,0249	2645,9	1212,8	1	49,927	49,927	0	0	0	0	0	0	0
1654	10/03/2024 18:00	0	0	-28,39	0	0	0	0	0,74	0	0	0	0	0	0	0,74	0
1655	10/03/2024 19:00	0	0	-27,95	0	0	0	0	0,74	0	0	0	0	0	0	0,74	0
1656	10/03/2024 20:00	0	0	-27,51	0	0	0	0	0,74	0	0	0	0	0	0	0,74	0
1657	10/03/2024 21:00	0	0	-27,07	0	0	0	0	0,74	0	0	0	0	0	0	0,74	0
1658	10/03/2024 22:00	0	0	-26,63	0	0	0	0	0,74	0	0	0	0	0	0	0,74	0
1659	10/03/2024 23:00	0	0	-26,19	0	0	0	0	0,74	0	0	0	0	0	0	0,74	0
1660	11/03/2024 0:00	0	0	-25,84	0	0	0	0	0,74	0	0	0	0	0	0	0,74	0

Figura 1. Datos obtenidos de PVsyst

# 3. Dimensionado del BESS

## 3.1 Análisis de datos

Los datos extraídos de la simulación se encuentran recogidos en el Apartado 6 de este documento, y se corresponden con la energía excedente estimada que producirá la planta por día durante su primer año de operación. En la Tabla 1 se han agrupado esos datos por meses.

	Energía excedente (kWh)
<b>Enero</b>	4.080,12
<b>Febrero</b>	10.889,89
<b>Marzo</b>	74.549,96
<b>Abril</b>	107.990,10
<b>Mayo</b>	50.633,51
<b>Junio</b>	29.402,40
<b>Julio</b>	61.553,14
<b>Agosto</b>	34.567,40
<b>Septiembre</b>	59.725,77
<b>Octubre</b>	32.090,97
<b>Noviembre</b>	8.005,23
<b>Diciembre</b>	1.139,44
<b>Total</b>	474.627,92

Tabla 1. Energía excedente por meses (Año 1).

Los datos mostrados en la Tabla 1 se han representado gráficamente en la Figura 2, donde se puede observar que entre los meses de Noviembre a Febrero, el excedente de energía es mucho más bajo que en comparación con el resto del año, esto es particularmente acusado entre los meses de Enero y Diciembre.

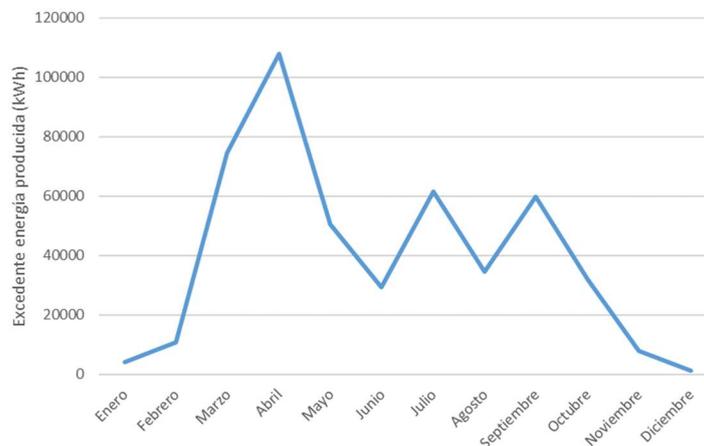


Figura 2. Variación de la energía excedente a lo largo del primer año de operación.

La energía producida por la planta solar a lo largo de su vida útil irá decreciendo ligeramente como consecuencia del proceso de envejecimiento que sufren los módulos fotovoltaicos. La tasa de degradación los módulos es un parámetro facilitado por el fabricante, constante a lo largo del tiempo y de valor  $-0,45\%/año$ [1].

Debido a la degradación experimentada por lo módulos, la planta solo será capaz de generar energía en exceso durante sus primeros 9 años de operación. A partir del décimo año la planta no generará energía en exceso de forma significativa y por lo tanto el BESS ya no podrá ser utilizado para almacenar energía excedente de la planta. Existen otras formas de trabajo como son el arbitraje de energía o el control de rampa, mediante los cuales se pueden generar beneficios económicos más allá del almacenamiento de energía. Estos mecanismos, así como su posible beneficio económico no serán analizados en este Anexo.

La energía producida por la planta durante los nueve primeros años se recoge en la Tabla 2.

Año	Exceso de energía (kWh)
1	474.627,92
2	417.755,26
3	359.829,96
4	308.220,45
5	248.189,89
6	188.159,32
7	127.076,13
8	659.92,93
9	2.804,48
<b>Total</b>	<b>2.192.656,34</b>

Tabla 2. Disminución de la producción de energía eléctrica como consecuencia del envejecimiento de los módulos fotovoltaicos.

### 3.2 Problemática de las baterías de litio

La degradación de los módulos tiene poca importancia en comparación con la degradación que experimentarán las baterías. Para estimar la degradación de las baterías se ha supuesto que estas experimentarán un ciclo diario durante toda su vida útil (en 25 años se realizarían 9.125 ciclos), se trata de un punto de vista muy conservador, ya habrá días donde no se esté almacenando una cantidad considerable de energía.

La vida útil de las baterías se encuentra condicionada por una gran cantidad de factores, entre los que se encuentran su tensión máxima y mínima, la temperatura de operación y el número y profundidad

de las descargas. De todos los factores mencionados, el único que interesa conocer es la profundidad de la descarga, (DOD por sus siglas en inglés) ya que se asume que el resto de parámetros son controlados de manera adecuada por el Sistema de gestión de baterías (BMS).

En la Figura 3 se observa que, cuanto mayor sea la profundidad de descarga de las baterías, menor será su vida útil. También se aprecia que para profundidades de descarga pequeñas, apenas tiene influencia el ratio de descarga.

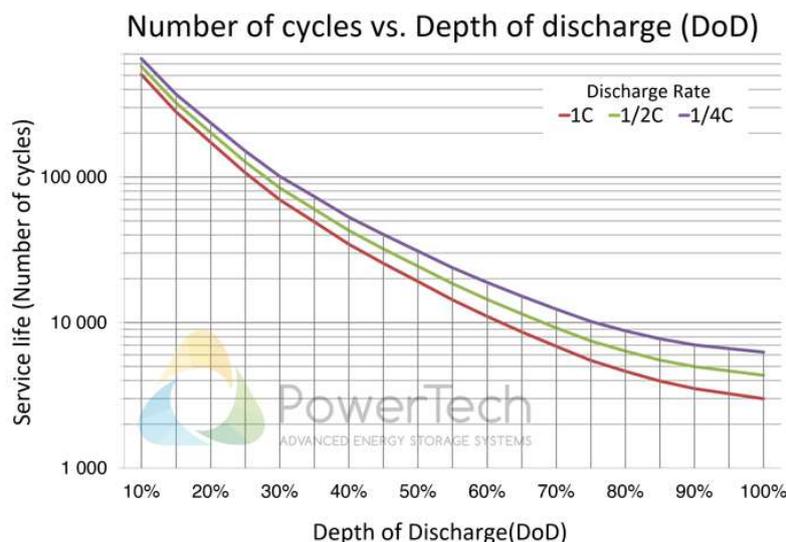


Figura 3. Vida útil de la batería (en ciclos) en función de la profundidad de descarga[2].

### 3.3 Selección del BESS

Se ha elegido para esta aplicación una solución integrada en un contenedor de 40 ft del fabricante de baterías NARADA, cuyas principales características técnicas se recogen en la Tabla 3.

<b>Fabricante</b>	<b>NARADA</b>
<b>Modelo de batería</b>	<b>76.8NESP250</b>
<b>Sistema BESS</b>	
<b>Capacidad nominal (MWh)</b>	5,76
<b>Potencia nominal (MW)</b>	2.88
<b>Tensión nominal (V)</b>	1152
<b>Rango recomendado SOC (%)</b>	5 – 95
<b>Rendimiento BESS (%)</b>	95
<b>Baterías</b>	
<b>Tecnología</b>	LFP
<b>Capacidad de celda (Ah)</b>	250
<b>Energía almacenada (kWh)</b>	19,2
<b>Tensión nominal (V)</b>	76,8

Tabla 3. Principales características técnicas de BESS[3].

Como se comentó en el Apartado 3, la vida útil de una batería se encuentra, entre otras cosas, muy influenciada por la profundidad de descarga a la cual se ve sometida. Con el fin de que el BESS tenga una vida útil como mínimo igual a la de la planta, se ha decidido que la profundidad de descarga no será superior al 70 %. Con esto se calcula que la capacidad real del sistema de almacenamiento queda en 4032 kWh para el primer año de operación. Para los siguientes años la degradación del sistema viene dada por la gráfica mostrada en la Figura 4.

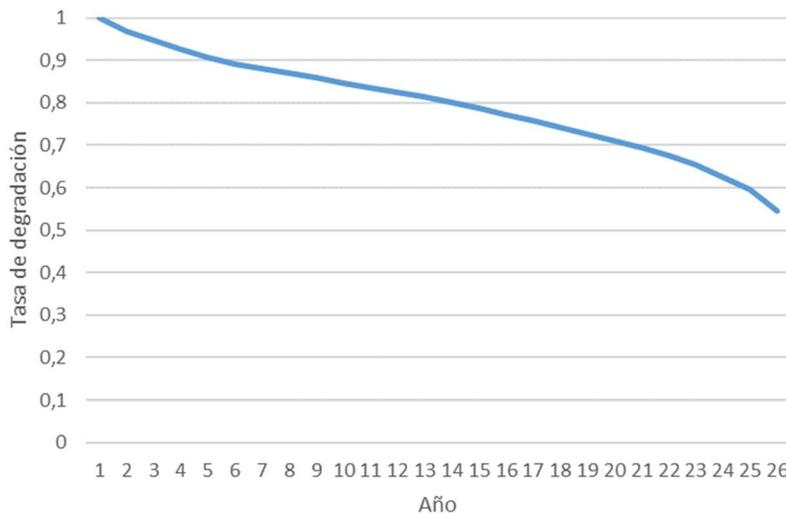


Figura 4. Degradación de la batería a lo largo del tiempo suponiendo un ciclo de descarga diario[3].

Toda la energía excedente del campo fotovoltaico se va a almacenar en el sistema BESS, sin embargo, de toda la energía excedente solo se podrá aprovechar el 95% como consecuencia del rendimiento del sistema (round-trip efficiency).

Uno de los parámetros que más afectan a la vida útil de las baterías es su temperatura de trabajo, para evitar su prematura degradación es necesario incorporar al equipo un sistema de refrigeración (HVAC), el cual es uno de los que más energía consumen, llegando a requerir hasta 28,8 kW.

De acuerdo con la hoja de características, la temperatura de operación de baterías se encuentra entre -40 y 60°C, mientras que la temperatura óptima de almacenamiento se encuentra comprendida entre 10 y 30°C. Dado que la planta está pensada para funcionar a 35°C, será necesario que los equipos de refrigeración se encuentren funcionando durante la mayor parte del tiempo.

La elevada potencia requerida por los sistemas auxiliares hace que no pueda ser despreciada en el proceso de cálculo al momento de determinar la energía neta almacenada. Se va a suponer que el consumo de energía de los sistemas auxiliares es equivalente a 6 horas de trabajo del sistema a plena potencia, es decir, al día se requerirán 172,8 kWh. Que al año hacen 63.072 kWh.

## 4. Análisis económico

Una vez definido el sistema de baterías a utilizar, se va a realizar un cálculo de los ingresos que aportará a la planta este sistema durante su ciclo de vida funcionando como sistema de almacenamiento, no considerándose otros beneficios económicos asociados al arbitraje de energía o el control de rampas.

El precio de venta de la energía se ha supuesto en 170\$/MWh y como recoge en la Tabla 2, la energía excedente producida por la planta, es algo menor de 2.200.000 kWh. A esta cifra hay que aplicarle la eficiencia global del BESS (95%) y hay que descontar la energía consumida como consecuencia del funcionamiento continuado, la cual se expuso al final del Apartado 3.3 (-172,8 kWh/día).

Con todo esto se obtiene que el sistema será capaz de generar unos ingresos brutos de 394.040,50 \$ durante su etapa funcionamiento como sistema de almacenaje de energía excedente de la planta.

## 5. Bibliografía

- [1] «Canadian\_Solar-Datasheet- BiHiKu7\_CS7N-MB-AG\_Bifacial High efficiency | Enhanced Reader».
  
- [2] «Lithium Iron Phosphate Battery – PowerTech Systems».  
<https://www.powertechsystems.eu/home/tech-corner/lithium-iron-phosphate-lifepo4/>  
(accedido 23 de junio de 2023).
  
- [3] «NESP (LFP) Outside Accessible Container Solutions - MPINarada».  
<https://mpinarada.com/nesp-lfp-outside-accessible-container-solutions/> (accedido 23 de junio de 2023).

## 6. Energía excedente por días

A continuación se recogen los valores relativos a la energía excedente para cada día del año.

Día	Energía excedente (kWh)
01-ene	0,00
02-ene	0,00
03-ene	203,70
04-ene	300,84
05-ene	0,00
06-ene	0,00
07-ene	0,00
08-ene	0,00
09-ene	0,00
10-ene	0,00
11-ene	0,00
12-ene	0,00
13-ene	0,00
14-ene	0,00
15-ene	7,65
16-ene	393,84
17-ene	91,08
18-ene	464,39
19-ene	0,00
20-ene	0,00
21-ene	0,00
22-ene	0,00
23-ene	0,00
24-ene	2194,60
25-ene	0,00
26-ene	334,27
27-ene	0,00
28-ene	89,74
29-ene	0,00
30-ene	0,00
31-ene	0,00
<b>Total</b>	<b>4080,12</b>

Día	Energía excedente (kWh)
01-feb	0,00
02-feb	0,00
03-feb	0,00
04-feb	0,00
05-feb	0,00
06-feb	0,00
07-feb	0,00
08-feb	247,26
09-feb	63,17
10-feb	0,00
11-feb	416,52
12-feb	0,00
13-feb	0,00
14-feb	733,32
15-feb	34,25
16-feb	910,08
17-feb	188,86
18-feb	2896,92
19-feb	3053,62
20-feb	0,00
21-feb	0,00
22-feb	938,89
23-feb	0,00
24-feb	14,75
25-feb	22,08
26-feb	1370,17
27-feb	0,00
28-feb	0,00
<b>Total</b>	<b>10889,89</b>

Día	Energía excedente (kWh)
01-mar	0,00
02-mar	28,86
03-mar	4216,47
04-mar	1040,53
05-mar	890,72
06-mar	2050,34
07-mar	0,00
08-mar	900,49
09-mar	793,59
10-mar	7663,56
11-mar	314,52
12-mar	5132,88
13-mar	4135,61
14-mar	575,30
15-mar	0,00
16-mar	3854,72
17-mar	5739,53
18-mar	190,25
19-mar	4787,21
20-mar	2370,45
21-mar	2964,24
22-mar	4576,27
23-mar	6918,23
24-mar	2049,50
25-mar	3120,14
26-mar	2460,73
27-mar	384,55
28-mar	0,00
29-mar	80,77
30-mar	4755,64
31-mar	2554,86
<b>Total</b>	<b>74549,96</b>

Día	Energía excedente (kWh)
01-abr	6211,98
02-abr	758,19
03-abr	5851,01
04-abr	6941,88
05-abr	8636,78
06-abr	6813,36
07-abr	5196,40
08-abr	0,00
09-abr	6722,96
10-abr	6300,52
11-abr	1639,42
12-abr	5844,51
13-abr	8874,65
14-abr	5166,06
15-abr	2582,80
16-abr	0,00
17-abr	0,00
18-abr	6111,12
19-abr	5292,46
20-abr	5795,67
21-abr	2150,56
22-abr	1770,52
23-abr	206,10
24-abr	0,00
25-abr	7785,60
26-abr	500,07
27-abr	0,00
28-abr	0,00
29-abr	0,00
30-abr	837,48
<b>Total</b>	<b>107990,10</b>

Día	Energía excedente (kWh)
01-may	1006,31
02-may	48,45
03-may	0,00
04-may	0,00
05-may	0,00
06-may	6835,56
07-may	5304,98
08-may	1376,07
09-may	0,00
10-may	0,00
11-may	1352,21
12-may	6289,13
13-may	2402,18
14-may	3902,12
15-may	2168,83
16-may	1571,36
17-may	302,60
18-may	633,84
19-may	2907,41
20-may	0,00
21-may	258,48
22-may	646,71
23-may	781,59
24-may	2543,52
25-may	2655,77
26-may	662,00
27-may	1475,05
28-may	166,14
29-may	5343,22
30-may	0,00
31-may	0,00
<b>Total</b>	<b>50633,51</b>

Día	Energía excedente (kWh)
01-jun	0,00
02-jun	1449,10
03-jun	464,41
04-jun	2868,59
05-jun	0,00
06-jun	83,41
07-jun	631,88
08-jun	0,00
09-jun	496,98
10-jun	1357,16
11-jun	78,85
12-jun	2319,25
13-jun	1208,31
14-jun	129,03
15-jun	3801,61
16-jun	1163,07
17-jun	2300,00
18-jun	0,00
19-jun	0,00
20-jun	0,00
21-jun	2358,53
22-jun	470,95
23-jun	1705,98
24-jun	1858,85
25-jun	0,00
26-jun	2959,96
27-jun	1531,15
28-jun	0,00
29-jun	0,00
30-jun	165,33
<b>Total</b>	<b>29402,40</b>

Día	Energía excedente (kWh)
01-jul	0,00
02-jul	0,00
03-jul	904,90
04-jul	0,00
05-jul	0,00
06-jul	4273,29
07-jul	0,00
08-jul	0,00
09-jul	5872,86
10-jul	6469,96
11-jul	269,78
12-jul	0,00
13-jul	2958,69
14-jul	4381,76
15-jul	168,28
16-jul	4895,64
17-jul	968,67
18-jul	54,94
19-jul	1160,39
20-jul	4248,10
21-jul	3211,45
22-jul	3241,21
23-jul	0,00
24-jul	3529,95
25-jul	6291,19
26-jul	3997,28
27-jul	2084,63
28-jul	1088,17
29-jul	0,00
30-jul	1000,20
31-jul	481,81
<b>Total</b>	<b>61553,14</b>

Día	Energía excedente (kWh)
01-ago	0,00
02-ago	2355,59
03-ago	1410,41
04-ago	0,00
05-ago	0,00
06-ago	229,54
07-ago	0,00
08-ago	2760,84
09-ago	1161,20
10-ago	1419,10
11-ago	564,61
12-ago	2326,15
13-ago	1254,69
14-ago	0,00
15-ago	524,26
16-ago	3965,05
17-ago	0,00
18-ago	5860,47
19-ago	0,00
20-ago	263,91
21-ago	2616,72
22-ago	4450,90
23-ago	0,00
24-ago	1026,91
25-ago	0,00
26-ago	275,67
27-ago	0,00
28-ago	81,17
29-ago	120,02
30-ago	1608,36
31-ago	291,84
<b>Total</b>	<b>34567,40</b>

Día	Energía excedente (kWh)
01-sep	0,00
02-sep	2310,23
03-sep	168,60
04-sep	4376,59
05-sep	3971,66
06-sep	0,00
07-sep	0,00
08-sep	2687,97
09-sep	2072,11
10-sep	4293,67
11-sep	1698,33
12-sep	0,00
13-sep	0,00
14-sep	0,00
15-sep	0,00
16-sep	0,00
17-sep	972,04
18-sep	5196,63
19-sep	6899,39
20-sep	0,00
21-sep	5651,21
22-sep	2579,08
23-sep	0,00
24-sep	0,00
25-sep	0,00
26-sep	4260,36
27-sep	357,91
28-sep	5800,77
29-sep	0,00
30-sep	6429,21
<b>Total</b>	<b>59725,77</b>

Día	Energía excedente (kWh)
01-oct	4768,77
02-oct	3743,69
03-oct	0,00
04-oct	1602,99
05-oct	0,00
06-oct	0,00
07-oct	3238,33
08-oct	2542,28
09-oct	1680,23
10-oct	26,18
11-oct	1934,04
12-oct	0,00
13-oct	1043,57
14-oct	301,99
15-oct	0,00
16-oct	0,00
17-oct	1938,34
18-oct	1014,08
19-oct	1771,09
20-oct	0,00
21-oct	169,03
22-oct	169,45
23-oct	1443,24
24-oct	1066,05
25-oct	922,59
26-oct	0,00
27-oct	2715,02
28-oct	0,00
29-oct	0,00
30-oct	0,00
31-oct	0,00
<b>Total</b>	<b>32090,97</b>

Día	Energía excedente (kWh)
01-nov	0,00
02-nov	0,00
03-nov	1900,77
04-nov	0,00
05-nov	0,00
06-nov	0,00
07-nov	0,00
08-nov	0,00
09-nov	0,00
10-nov	1104,00
11-nov	0,00
12-nov	0,00
13-nov	0,00
14-nov	0,00
15-nov	1952,78
16-nov	5,39
17-nov	0,00
18-nov	0,00
19-nov	0,00
20-nov	0,00
21-nov	0,00
22-nov	0,00
23-nov	0,00
24-nov	0,00
25-nov	3042,29
26-nov	0,00
27-nov	0,00
28-nov	0,00
29-nov	0,00
30-nov	0,00
<b>Total</b>	<b>8005,23</b>

Día	Energía excedente (kWh)
01-dic	1139,44
02-dic	0,00
03-dic	0,00
04-dic	0,00
05-dic	0,00
06-dic	0,00
07-dic	0,00
08-dic	0,00
09-dic	0,00
10-dic	0,00
11-dic	0,00
12-dic	0,00
13-dic	0,00
14-dic	0,00
15-dic	0,00
16-dic	0,00
17-dic	0,00
18-dic	0,00
19-dic	0,00
20-dic	0,00
21-dic	0,00
22-dic	0,00
23-dic	0,00
24-dic	0,00
25-dic	0,00
26-dic	0,00
27-dic	0,00
28-dic	0,00
29-dic	0,00
30-dic	0,00
31-dic	0,00
<b>Total</b>	<b>1139,44</b>

# Battery Energy Storage System (BESS)

## NESP NWI (Outside Accessible) Series



**Narada Power Source Co., Ltd.**  **MPINarada**

East Wing, No.822 Wen'er West Road, Hangzhou, Zhejiang, China.  
Tel (+86-571) 56975980 Email intl@narada.biz  
Fax (+86-571) 56975955 Website www.naradapower.com

MPINarada  
44 Oak St Newton, MA 02464 USA  
Tel: 800-982-4339 sales@mpinarada.com www.mpinarada.com



Reliable Energy Storage Solution for Smart Grid

# Cell Technology

## 1. Lithium Iron Phosphate

Best Lithium Option for BESS;  
The safest Lithium technology for BESS

## 2. Stacking plates

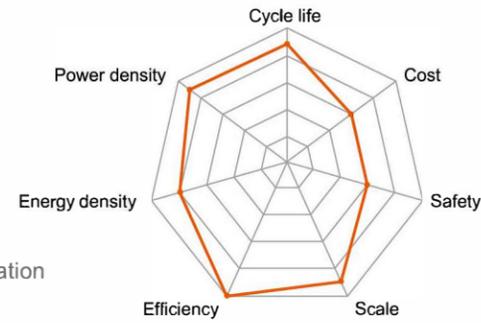
Stacking plates is good for high power operation and thermal dissipation

## 3. Prismatic Cell

Multi-layered Protection at cell level

## 4. Aluminum Case

Excellent Thermal Conductivity and Cooling Performance;  
Safe and efficient heat release from inside to outside



# Module



# Rack



# Sustainable Design

Continuously innovating to increase the energy density while maintaining the same form factor and cell dimensions, thus facilitating future upgrades to higher capacity, higher energy density, ESS with no change to pack design.

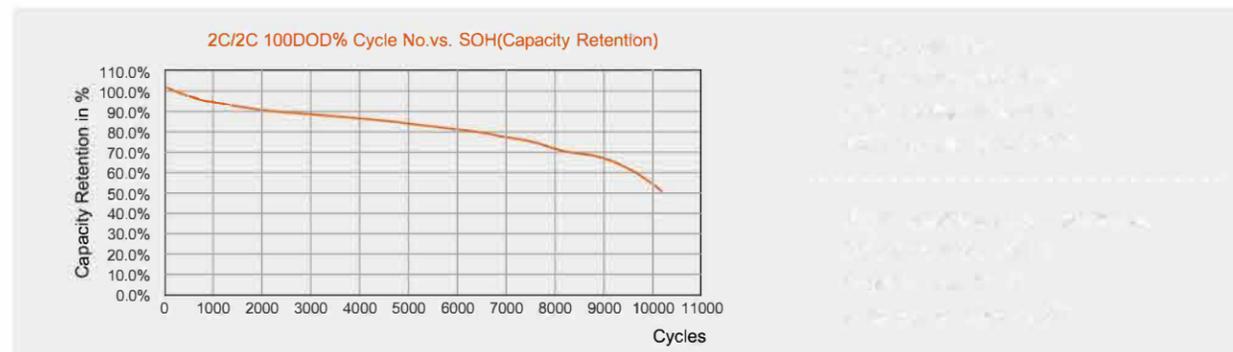
Cell Model	FE80B	FE105A	FE125A	Unit
Weight	2.20	2.30	2.35	kg
Dimensions	Length	130		mm
	Width	36		mm
	Height	240		mm
Nominal Capacity	86	105	130	Ah
Nominal Voltage	3.2			V
Allowed C-Rate	2	2	1	C
Recommended C-Rate	2	1	0.5	C

# Features of Module & Rack Design

1. Platform Design for Energy, Medium and Power Solutions
2. 0.5C to 2C options available for Frequency regulation, Peak Shaving, Energy Reserve, etc
3. The Highest Energy density for LFP Energy Solution to optimize footprint and BOP cost
4. Passive & Active Thermal Ventilation System, Designed in both Module & Rack
5. Particular Considering for Containerized solution with proper aisle space
6. The Highest Lifetime Performance for Energy Storage System
7. Tested and Listed to UL and IEC Standard for Safety

# Long Life and Wide Application & Experience

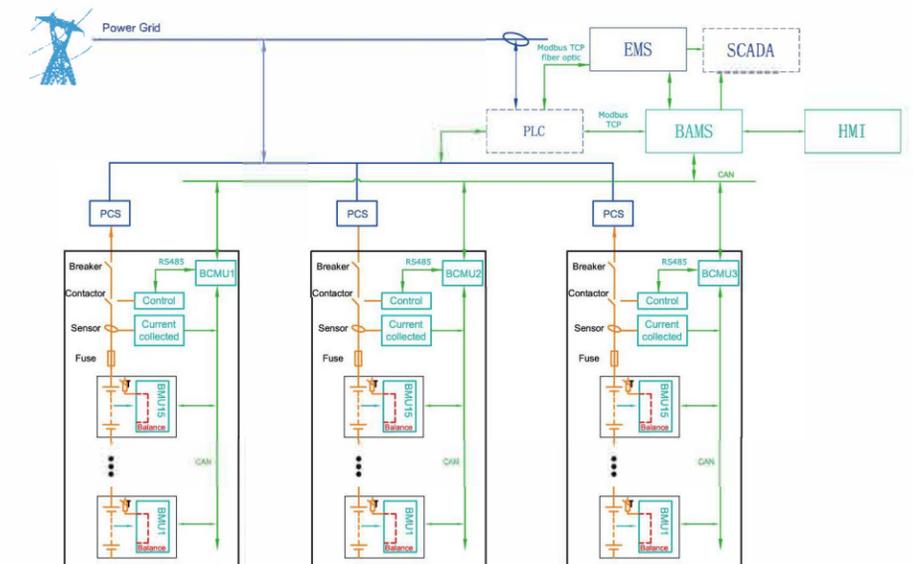
Wide application & experience on Telecom, BESS and Automotive, collecting knowhow and innovating superior and adaptive technology.



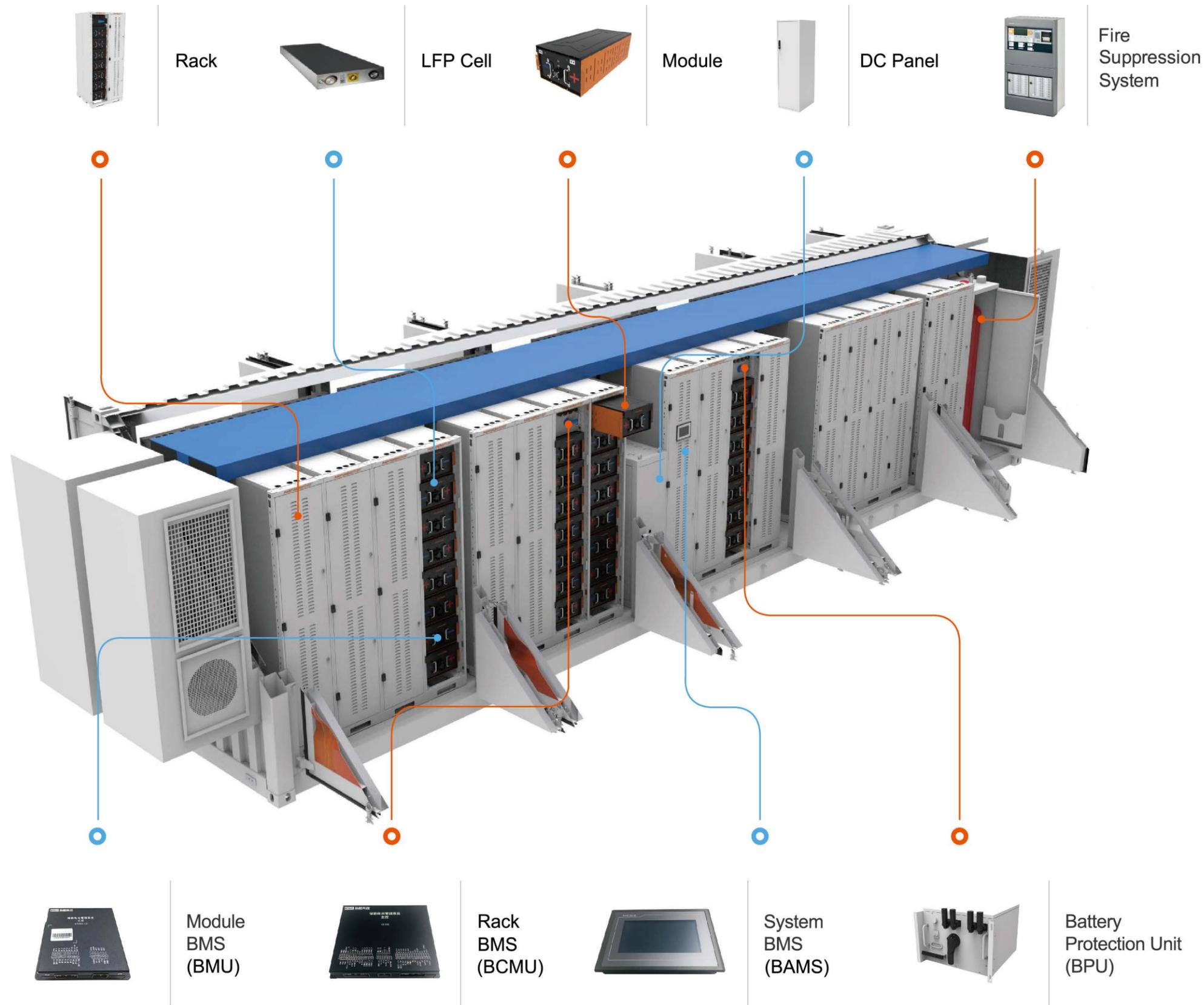
# BMS

## BMS Function

1. Battery working condition Monitoring
2. State of Charge (SOC) estimation
3. State of Health (SOH) estimation
4. Discharge Control
5. Thermal Management
6. Fault Diagnosis Alarm
7. Information Monitor
8. Balance
9. Protection



# NESP Containerized Solution



# COMPLETED NESP BESS

## D.C.System

- Cell
- Module
- Rack
- BMS (Module, Rack, System)
- Battery Protection Unit
- Container
- DC Panel
- HVAC System
- Fire Suppression System

## A.C.System



PCS Partner List: Siemens, SMA, Sungrow, etc.

KPI for chosen: Country Certificate, Product Type, System Cost, Client Requirement, etc

## NESP Module & Rack Specification

Item		Module	Rack Type 1	Rack Type 2	Rack Type 3
Type No.		76.8NESP160	76880135	76880160	76880184
Cell Capacity	Ah	160	160	160	160
Energy	kWh	12.3	135	160	184
Nominal Volt	V	76.8	844.8	998.4	1152.0
Minimum Volt	V	67.2	739.2	873.6	1008.0
Maximum Volt	V	86.4	950.4	1123.2	1296.0
Dimension	mm	400*884*265	500*938*1860 (2 pcs)	500*938*2130 (2 pcs)	500*938*2400 (2 pcs)
(W x D x H)					
Weight	kg	110.7	1597.7	1859.1	2120.5

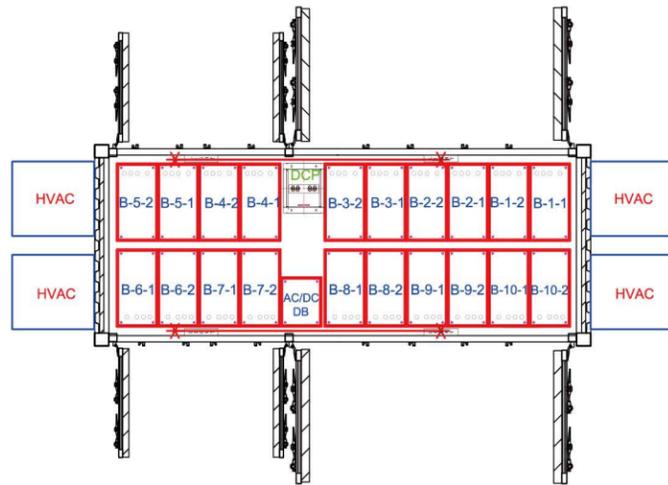
Item		Module	Rack Type 1	Rack Type 2	Rack Type 3
Type No.		76.8NESP200	768100169	768100200	768100230
Cell Capacity	Ah	200	200	200	200
Energy	kWh	15.4	169	200	230
Nominal Volt	V	76.8	844.8	998.4	1152.0
Minimum Volt	V	67.2	739.2	873.6	1008.0
Maximum Volt	V	86.4	950.4	1123.2	1296.0
Dimension	mm	400*884*265	500*938*1860 (2 pcs)	500*938*2130 (2 pcs)	500*938*2400 (2 pcs)
(W x D x H)					
Weight	kg	133.5	1848.5	2155.5	2462.5

Item		Module	Rack Type 1	Rack Type 2	Rack Type 3
Type No.		76.8NESP250	768125211	768125250	768125288
Cell Capacity	Ah	250	250	250	250
Energy	kWh	19.2	211	250	288
Nominal Volt	V	76.8	844.8	998.4	1152.0
Minimum Volt	V	67.2	739.2	873.6	1008.0
Maximum Volt	V	86.4	950.4	1123.2	1296.0
Dimension	mm	400*884*265	500*938*1860 (2 pcs)	500*938*2130 (2 pcs)	500*938*2400 (2 pcs)
(W x D x H)					
Weight	kg	141	1931	2253	2575

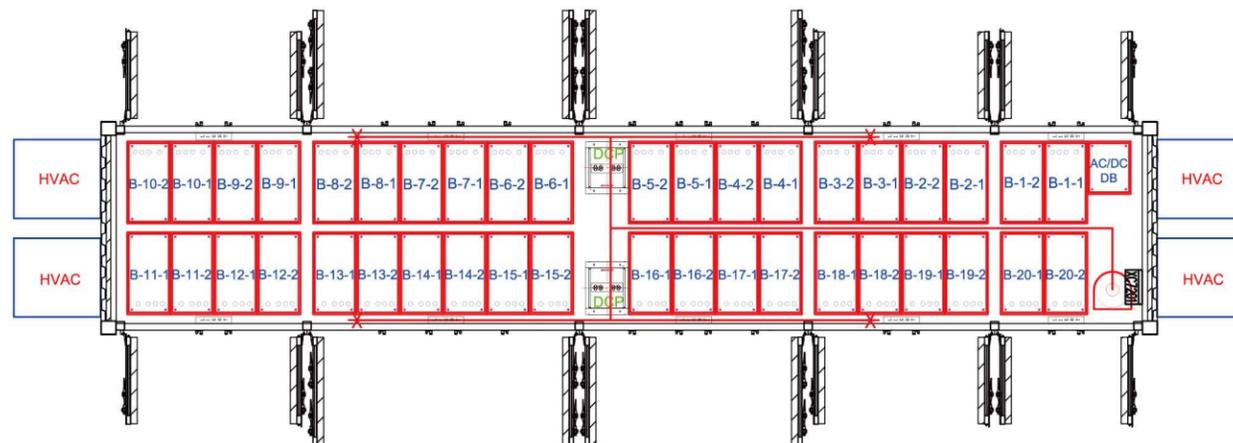
## System Specification

System Characteristics									
Battery Type	Lithium-Ion		LFP						
Energy Rating	DC Nominal Energy	MWh	2.88	2.30	1.84	5.76	4.61	3.69	Energy @ C/2 Rate
	Discharge C-Rate	C	0.5	1.0	2.0	0.5	1.0	2.0	Up to 2C
Power Rating	Rated Power	MW	1.44	2.30	3.69	2.88	4.61	7.37	
Battery Voltage	Nominal Voltage	Vdc	1152						at Rack
	Voltage Range	Vdc	1008 ~ 1296						at Rack
SOC Range	Recommended Range		5%~95%						
Physical Characteristics									
Container Building	Quantity	pcs	1						
	Dimensions (L x W x H)	ft	20'			40'			ISO HC
	Weight	ton	31.88	30.64	26.88	62.16	59.74	52.41	
System Performance Characteristics									
Efficiency	D.C. Round Trip Efficiency	%	95%	94%	93%	95%	94%	93%	C/2 P - 25°C
Aux Power	Max Aux Power	kW	14.4	27.6	51.6	28.8	55.3	103.2	Depends on HVAC
Interconnection Parameters									
Point of Interconnect	PCS A.C. Voltage	Vac	Customized						
	POI Voltage	kV	Customized						
	A.C. Frequency	Hz	50Hz/60Hz						
Environmental Characteristics									
Environment conditions	Operating Temperature	°C	-40°C to 60°C						Maximum
	Storage Temperature	°C	10°C to 30°C						Optimum
Relative Humidity	Maximum Humidity	%	up to 95%						
Altitude	Above Sea Level	m	2000m / 600ft						
Applications									
Ancillary Service, Peak shaving, Demanding Response, Ramping Rate Control, Energy Shifting, etc									

## General Layout of Containerized Solution



0.5C	1.0C	2.0C
20ft ISO HC Container	20ft ISO HC Container	20ft ISO HC Container
External Mounted HVAC	External Mounted HVAC	External Mounted HVAC
Max Rack Energy 288kWh	Max Rack Energy 230kWh	Max Rack Energy 184kWh
Max Container Energy 2.88MWh	Max Container Energy 2.30MWh	Max Container Energy 1.84MWh
Rated Power 1.44MW	Rated Power 2.30MW	Rated Power 3.69MW



0.5C	1.0C	2.0C
40ft ISO HC Container	40ft ISO HC Container	40ft ISO HC Container
External Mounted HVAC	External Mounted HVAC	External Mounted HVAC
Max Rack Energy 288kWh	Max Rack Energy 230kWh	Max Rack Energy 184kWh
Max Container Energy 5.76MWh	Max Container Energy 4.61MWh	Max Container Energy 3.69MWh
Rated Power 2.88MW	Rated Power 4.61MW	Rated Power 7.37MW

## Codes & Standards

Safety	
UL 9540	Safety for Energy Storage Systems and Equipment
UL 9540A	Test Methods for Evaluating Thermal Runaway Fire Propagation - BESS
UL 1973	Batteries for Use in Stationary Applications
UL 1642	Standards for Lithium Batteries
IEC 62619	Safety for Secondary Lithium Cells and Batteries
IEC 61508, UL 991, UL 1998, UL60730-1	Functional Safety for Electrical Systems
NFPA 70E	Standard for Electrical Safety in the Workplace
NFPA 70	(NEC) National Electrical Code
ANSI/IEEE C-2	National Electric Safety Code
UL 60950	Electrical Insulation
NFPA 551 / NFPA 550	Fire Detection and Suppression
IEC 60812	Safety Analysis and Control System (FMEA, FTA)
IEC 61025	
MIL-STD-1629A	
UL1778	UPS for Ancillary
UL1598	Luminaire
UL8750	
UL1012	Rectifier for D.C. power supply
UL1995	Air conditioner for cooling
UN 38.3 / IEC 62281	Transportation Safety of Lithium metal and lithium ion batteries
Performance Standards & Grid Interconnect	
IEC61427-2 2015	Secondary cells and batteries for renewable energy storage – General requirements and methods of test – Part 2: On-grid applications
IEC 62620	Secondary Lithium Cells and Batteries for Industrial Application
PNNL-22010	Protocol for Measuring Performance of Energy Storage System
UL 1741 (SA)	Standards for Inverters, Converters, Controllers and Interconnection System Equipment
IEEE 1547	Standard for Interconnecting DR WITH EP
ANSI/IEC 60529	Degrees of Protection Provided by Enclosures
NEMA 250	Enclosures for Electrical Equipment
NEMA 250 / UL 50E	Environmental Considerations for Electrical Equipment Enclosures
IEEE 693-2005	Recommended Practice for Seismic Design of Electrical Equipment

# Anexo VI:

## Estudio económico de viabilidad

## ÍNDICE

1. OBJETO .....	3
2. DATOS DE PARTIDA .....	3
3. VALOR ACTUAL NETO (VAN).....	3
4. DETALLE FLUJOS DE CAJA .....	5

# 1. Objeto

En este documento se estudiará la viabilidad económica de la planta solar fotovoltaica. Para ello se empleará el método del valor actual neto (VAN), por tratarse de un método sencillo y rápido para estimar la rentabilidad de una inversión.

## 2. Datos de partida

Para calcular si la inversión es rentable es necesario conocer previamente una serie de datos como son el precio de construcción de la planta, el precio de venta de la energía y los costes asociados a la operación de la planta. Para determinar la tasa de descuento se ha tomado como referencia el valor de inflación actual de Estados Unidos.

- **Coste de la planta:** 15.997.032,63 \$.
- **Precio de venta de la energía:** 170 \$/MWh.
- **Costes asociados a la operación de la planta:** 512.000 \$/año.
- **Tasa de descuento:** 3,5%

Con esto, y sabiendo que la vida útil de la planta se estima en 25 años, es posible calcular los flujos de caja durante el ciclo de vida de la planta.

## 3. Valor actual neto (VAN)

Este método es uno de los más utilizados y aceptados para el cálculo del rendimiento de una inversión, consiste en sumar los flujos de caja a lo largo del período que dura la inversión aplicando una tasa de descuento, mediante la cual se equipara el valor del dinero futuro al valor actual. La expresión para calcular el VAN se muestra en la Ec. 1.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_n}{(1+k)^n} \quad (Ec. 1)$$

Donde:

- $I_0$  = Inversión realizada
- $n$  = Número de periodos de tiempo.
- $k$  = Tasa de descuento.
- $F_t$  = Flujos de caja en cada periodo.

Si el VAN es mayor de cero significa que la futura inversión generará beneficios, si por el contrario es cero significa que no generará beneficios ni pérdidas. Por último, si su valor es negativo significa que la inversión generaría pérdidas y por tanto deberá ser rechazada.

Tras aplicar la Ec. 1 tomando como datos de referencia los expuestos en el Apartado 2, se han obtenido los siguientes flujos de caja (Figura 1).

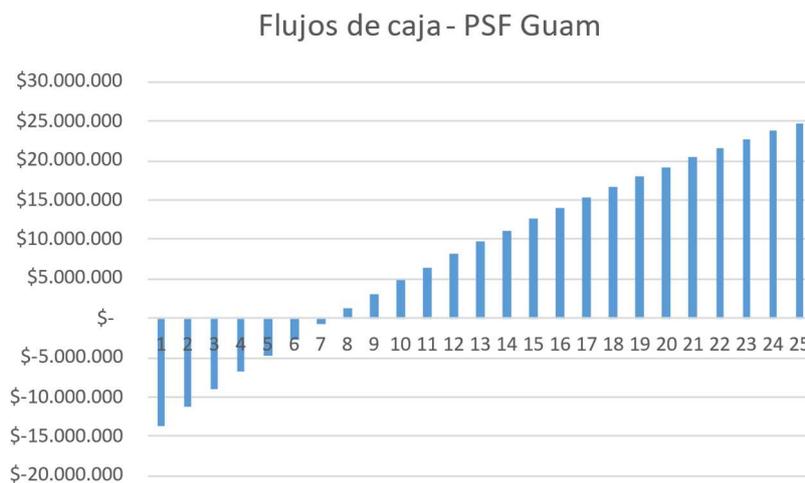


Figura 1. Flujos de caja de la planta solar.

Se puede ver que hasta octavo año de operación no se ha recuperado completamente la inversión. Una vez la planta a finalizado su vida útil los beneficios brutos generados ascienden a un total de 24.798.103,96 \$. Con un rendimiento de la inversión del 55,02%.

Todos estos datos se encuentran desglosados año a año en el Apartado 4.

## 4. Detalle flujos de caja

En la siguiente tabla se recogen los flujos de caja generados durante todo el ciclo de operación de la planta.

Año	Energía vertida a red (kWh)	Energía almacenada útil (kWh)	Energía generada (kWh)	Ingresos por venta de energía	Costes operación	Ingresos brutos	Flujos de caja
1	17222000	387.824,528	17.609.824,528	\$ 2.906.475,89	\$ 497.087,38	\$ 2.409.388,51	\$ -13.587.644,12
2	17222000	333.795,494	17.555.795,494	\$ 2.813.163,57	\$ 482.609,11	\$ 2.330.554,47	\$ -11.257.089,65
3	17222000	278.766,460	17.500.766,460	\$ 2.722.665,68	\$ 468.552,53	\$ 2.254.113,15	\$ -9.002.976,50
4	17222000	229.737,425	17.451.737,425	\$ 2.635.959,25	\$ 454.905,37	\$ 2.181.053,88	\$ -6.821.922,62
5	17222000	172.708,391	17.394.708,391	\$ 2.550.820,80	\$ 441.655,70	\$ 2.109.165,11	\$ -4.712.757,51
6	17222000	115.679,357	17.337.679,357	\$ 2.468.405,70	\$ 428.791,94	\$ 2.039.613,76	\$ -2.673.143,75
7	17222000	57.650,322	17.279.650,322	\$ 2.388.489,29	\$ 416.302,85	\$ 1.972.186,44	\$ -700.957,32
8	17222000	0	17.222.000,000	\$ 2.311.184,99	\$ 404.177,53	\$ 1.907.007,46	\$ 1.206.050,15
9	17222000	0	17.222.000,000	\$ 2.243.868,92	\$ 392.405,37	\$ 1.851.463,56	\$ 3.057.513,70
10	16731000	0	16.731.000,000	\$ 2.116.404,00	\$ 380.976,08	\$ 1.735.427,91	\$ 4.792.941,62
11	16672000	0	16.672.000,000	\$ 2.047.515,28	\$ 369.879,69	\$ 1.677.635,59	\$ 6.470.577,20
12	16612000	0	16.612.000,000	\$ 1.980.724,84	\$ 359.106,50	\$ 1.621.618,34	\$ 8.092.195,54
13	16550000	0	16.550.000,000	\$ 1.915.856,60	\$ 348.647,09	\$ 1.567.209,51	\$ 9.659.405,05
14	16488000	0	16.488.000,000	\$ 1.853.086,76	\$ 338.492,32	\$ 1.514.594,45	\$ 11.173.999,50
15	16425000	0	16.425.000,000	\$ 1.792.239,02	\$ 328.633,32	\$ 1.463.605,71	\$ 12.637.605,21
16	16361000	0	16.361.000,000	\$ 1.733.257,83	\$ 319.061,47	\$ 1.414.196,36	\$ 14.051.801,56
17	16296000	0	16.296.000,000	\$ 1.676.089,16	\$ 309.768,42	\$ 1.366.320,74	\$ 15.418.122,30
18	16231000	0	16.231.000,000	\$ 1.620.780,32	\$ 300.746,04	\$ 1.320.034,28	\$ 16.738.156,58
19	16164000	0	16.164.000,000	\$ 1.567.077,57	\$ 291.986,45	\$ 1.275.091,12	\$ 18.013.247,70
20	16097000	0	16.097.000,000	\$ 1.515.128,16	\$ 283.481,99	\$ 1.231.646,18	\$ 19.244.893,88
21	16029000	0	16.029.000,000	\$ 1.464.784,15	\$ 275.225,23	\$ 1.189.558,92	\$ 20.434.452,80
22	15960000	0	15.960.000,000	\$ 1.415.998,73	\$ 267.208,96	\$ 1.148.789,77	\$ 21.583.242,57
23	15891000	0	15.891.000,000	\$ 1.368.812,56	\$ 259.426,18	\$ 1.109.386,38	\$ 22.692.628,96
24	15821000	0	15.821.000,000	\$ 1.323.090,22	\$ 251.870,07	\$ 1.071.220,15	\$ 23.763.849,10
25	15750000	0	15.750.000,000	\$ 1.278.788,91	\$ 244.534,05	\$ 1.034.254,86	\$ 24.798.103,96

Tabla 1. Flujos de caja anuales.