



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



Escola Tècnica Superior d'Enginyeria del Disseny



---

# ESTUDIO DE OPTIMIZACIÓN DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA MEDIANTE RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES. APLICADO A LA INDUSTRIA.

---

TRABAJO FIN DE GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA



AUTOR: ALFREDO GALA CANO

TUTOR: ELÍAS JOSÉ HURTADO PÉREZ

CURSO 2018-2019



# **Hoja de identificación**

## **Título**

Estudio de optimización del suministro de energía eléctrica mediante recursos energéticos renovables. Aplicado a la industria.

## **Emplazamiento**

La industria se encuentra situada en la provincia de Valencia, concretamente en el polígono industrial Vara de Quart, en el término municipal de Valencia, en la calle Traginers, 5.

## **Peticionario**

Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño perteneciente a la Universidad Politécnica de Valencia.

## **Autor**

Alfredo Gala Cano

# ÍNDICE

<b>1. Aspectos generales del proyecto</b> .....	1
1.1. Objeto.....	1
1.1. Alcance .....	1
1.2. Peticionario .....	1
1.3. Emplazamiento.....	2
1.4. Normativa aplicable .....	4
<b>2. Motivación</b> .....	6
<b>3. Estudio comparativo</b> .....	7
<b>4. Dimensionado del sistema y componentes</b> .....	10
4.1. Componentes .....	10
<b>5. Componentes de la instalación</b> .....	14
5.1. Módulo fotovoltaico.....	14
5.2. Soporte para módulos fotovoltaicos.....	14
5.3. Baterías.....	15
5.4. Regulador de carga.....	16
5.5. Inversor .....	17
5.6. Grupo electrógeno .....	18
<b>6. Conexiones y protecciones eléctricas</b> .....	19
6.1. Cableado.....	19
6.1.1. Tramo 1: .....	19
6.1.2. Tramo 2: .....	19
6.1.3. Tramo 3: .....	19
6.1.4. Tramo 4: .....	19
6.1.5. Tramo 5: .....	19
6.1.6. Tramo 6: .....	20
6.1.7. Tramo 7: .....	20
6.2. Protecciones eléctricas.....	20
6.3. Puesta a tierra .....	22
6.3.1. Puesta a tierra CC .....	22
6.3.2. Puesta a tierra CA.....	23
6.4. Zanja para cableado subterráneo .....	23
<b>7. Cálculos</b> .....	24
7.1. Cálculos previos.....	24
7.1.1. Obtención curva de consumo diaria .....	24

7.1.2.	Obtención de la irradiación (PVGIS).....	27
7.1.3.	Escenario 1 día sin sol.....	31
7.1.4.	Escenario 2 días sin sol.....	35
7.2.	Cálculo de las pérdidas.....	38
7.2.1.	Perdidas por orientación e inclinación.....	38
7.2.2.	Pérdidas por temperatura.....	39
7.2.3.	Pérdidas por sombreado.....	40
7.2.4.	Perdidas por suciedad.....	41
7.2.5.	Perdidas en el cableado.....	41
7.2.6.	Rendimiento del inversor.....	41
7.2.7.	Rendimiento del regulador de carga.....	41
7.3.	Performance Ratio (PR).....	41
7.4.	Cálculo de placas.....	43
7.5.	Cálculo del inversor.....	44
7.6.	Selección del regulador de carga.....	47
7.7.	Cálculo de las baterías.....	48
7.8.	Distancia mínima entre placas.....	50
7.9.	Cálculo del Multicluster.....	52
7.10.	Cálculo del grupo electrógeno.....	53
7.11.	Cálculo del cableado.....	54
7.11.1.	Cálculo del cableado de continua.....	55
7.11.2.	Cálculo cableado de alterna.....	64
7.12.	Cálculo de los tubos de protección.....	73
7.13.	Cálculo de protecciones.....	74
7.13.1.	Protecciones tramo de CC.....	74
7.13.2.	Protecciones tramo de CA.....	76
7.14.	Puesta a tierra.....	84
7.14.1.	Puesta a tierra en el tramo de CC.....	84
7.14.2.	Puesta a tierra en el tramo de CA.....	86
<b>8.</b>	<b>Pliego de condiciones.....</b>	<b>89</b>
8.1.	Objetivo.....	89
8.2.	Condiciones generales.....	89
8.2.1.	Obras que se contratan.....	89
8.2.2.	Condiciones generales de ejecución.....	89
8.2.3.	Admisión, reconocimiento y retirada de materiales.....	90
8.2.4.	Materiales de las instalaciones.....	90

8.2.4.3. Regulador de carga.....	92
8.3. Normas generales de montaje .....	98
8.4. Puesta en marcha de la instalación.....	98
<b>9. Presupuesto .....</b>	<b>99</b>
<b>11. Planos .....</b>	<b>126</b>
<b>12. Anexo 1: Tablas.....</b>	<b>132</b>
<b>13. Anexo 2: Fichas técnicas .....</b>	<b>136</b>
13.1. Placa Fotovoltaica .....	137
13.2. Regulador de Carga .....	139
13.3. Batería .....	143
13.4. Inversor .....	145
13.5. MultiCluster.....	149
13.6. Caja de Conexiones String .....	153
13.7. Grupo Electrónico .....	157
13.8. Cableado.....	164
<b>14. Bibliografía .....</b>	<b>169</b>

# 1. Aspectos generales del proyecto

## 1.1. Objeto

El objetivo del presente proyecto es realizar el Proyecto Fin de Grado del grado de Ingeniería Eléctrica, poniendo en práctica los conocimientos adquiridos durante todo el periodo universitario.

Se llevará a cabo un breve estudio de optimización entre varias energías renovables y una vez seleccionada, se realizará un segundo estudio más detallado de su instalación en una industria situada en el término municipal de Valencia, con el fin de suministrar la potencia necesaria para el correcto funcionamiento de esta sin depender del suministro eléctrico de la red.

Por lo tanto, los objetivos técnicos propuestos para este proyecto son los de comparar varias energías renovables; definir, justificar, medir y presupuestar el diseño de la instalación elegida.

## 1.1. Alcance

Para entender el alcance del proyecto hay que tener en cuenta que se comenzará con un breve estudio de qué energía renovable es la más adecuada para dicha industria.

Y una vez elegida la energía más eficiente, la instalación se realizará aislada de red, es decir, no habrá respaldo por parte de la red, algo que como se verá a lo largo de todo el proyecto, obligará a sobredimensionar en cierta medida la instalación y evitar la posibilidad de que la industria se pueda quedar sin electricidad y con ello los posibles problemas que pueda conllevar.

## 1.2. Peticionario

El petionario de este proyecto es la Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño perteneciente a la Universidad Politécnica de Valencia, situada en el Camí de Vera, del Término Municipal de Valencia.

### 1.3. Emplazamiento

La instalación se realizará en la cubierta de una industria dedicada a la elaboración de helados, ubicada en el Polígono de Vara de Quart, en la calle Traginers, número 5. En el término municipal de Valencia. Se podrá ver con más detalle en el apartado “Planos”.

Debido a la ubicación de la industria se descartan diversas energías limpias por los siguientes factores:

- Energía mareomotriz: nos encontramos cerca del mar, pero no lo suficiente como para desarrollarla, ya que se debería de invertir en el transporte de la energía generada y esto encarece la inversión.
- Energía geotérmica: principalmente la ubicación geográfica del lugar de estudio no permite por espacio el desarrollo de esta energía, no obstante, también cabe destacar la posibilidad de emisiones de ácido sulfhídrico, contaminación de las aguas, contaminación térmica...
- Energía hidroeléctrica: por un motivo similar a la anterior, no se puede desarrollar dicha posibilidad, ya que no se dispone de ningún río, lago o mar en las proximidades, aunque se podría realizar el transporte de la energía generada hasta la industria, esto encarecería con creces la inversión.
- Energía biogás: debido a la proximidad de núcleos urbanos se obvia esta posibilidad, además del reducido espacio de actuación.

Estos descartes dejan a las energías eólica y fotovoltaica como las elegidas para el estudio comparativo.

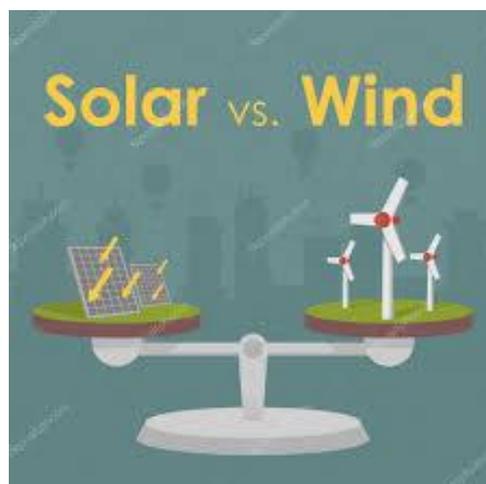


Figura 0: Zonas climáticas de España en función de la irradiación

De forma orientativa en España se pueden diferenciar cinco zonas climáticas distintas

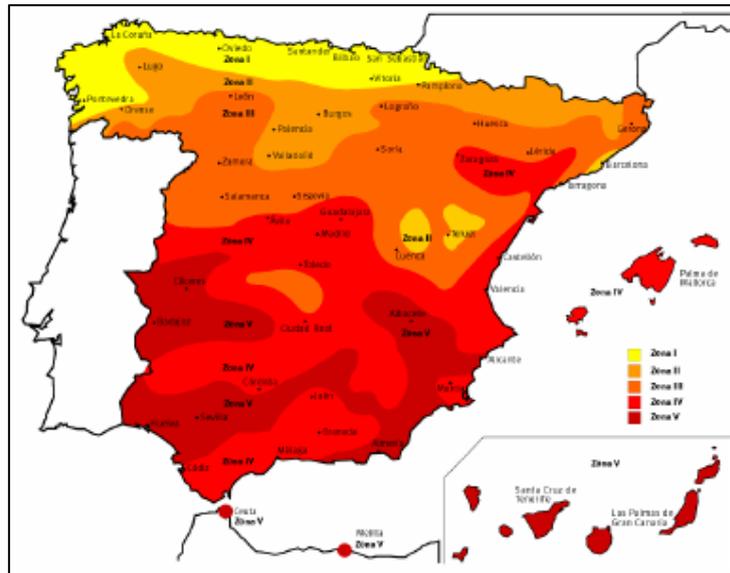


Figura 1: Zonas climáticas de España en función de la irradiación

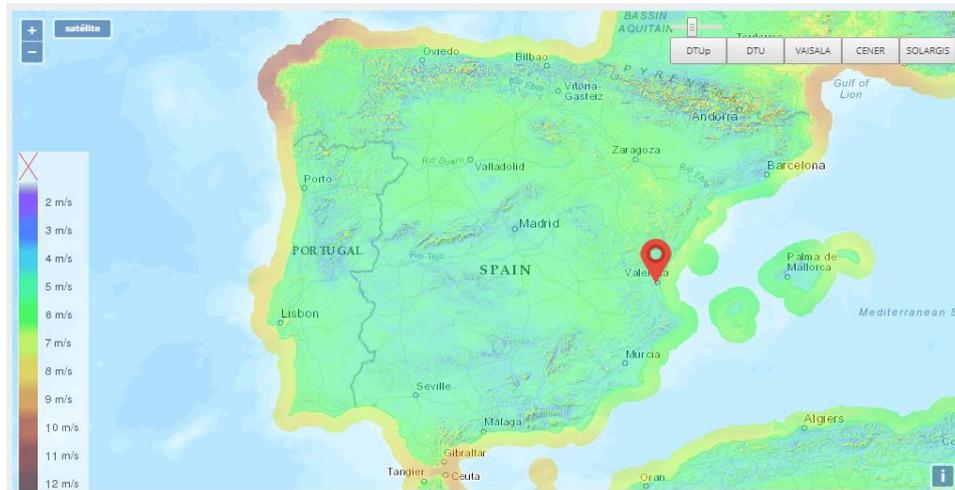
Zona Climática	I	II	III	IV	V
Irradiación media diaria (kWh/m <sup>2</sup> )	<3,8	3,8-4,2	4,2-4,6	4,6-5,0	>5,0

Tabla 1: Irradiación en función de la zona climática

Tal y como se puede apreciar, nuestra industria se encuentra en la zona climática IV, lo que quiere decir que, por cada metro cuadrado de placas solares, produciríamos alrededor de 4,6-5 kWh.

Estos datos son meramente orientativos, ya que la irradiación real donde se encuentra ubicada la industria la obtendremos de la herramienta online “PVGIS”, la cual se explicará más adelante.

Frecuencia de viento en España, tenemos:



**Figura 2: Frecuencias de viento en España**

A lo que respecta en nuestra industria, se encuentra en la zona de viento de 4 a 6 m/s. Este dato nos ayudará a la hora de calcular la potencia en aerogeneradores para abastecer a nuestra industria y poder hacer una comparación eficiente respecto a otras energías.

#### 1.4. Normativa aplicable

Para llevar a cabo una instalación eólica o fotovoltaica (ya que serán las energías que estudiar) se tendrán en cuenta las siguientes normas y reglamentos:

- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión y modificaciones posteriores.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Ley 21/1992, de 16 de julio, de Industria.
- Real Decreto 486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.

- Real Decreto 485/1997, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de Seguridad y Salud en el trabajo.
- Real Decreto 773/97, sobre disposiciones mínimas de Seguridad y Salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección personal.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la Seguridad y Salud de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- Pliego de condiciones técnicas de instalaciones aisladas de red del Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía, IDAE, de febrero de 2009.
- UNE-EN-50.102: Grados de protección proporcionados por las envolventes de materiales eléctricos contra impactos mecánicos externos (código IK).
- UNE 21144-3-2: Cables eléctricos. Cálculos de la intensidad admisible. Parte 3: Secciones sobre condiciones de funcionamiento. Sección 2: Optimización económica de las secciones de los cables eléctricos de potencia.
- UNE-EN 12975-1:2006: Sistemas solares térmicos y componentes.
- Ley 16/2008, de 22 de diciembre, de Medidas Fiscales, de Gestión Administrativa y Financiera, y de Organización de la Generalitat
- Ley 14/2005, de 23 de diciembre, de medidas fiscales, de gestión administrativa y financiera, y de organización de la Generalidad
- Ley 8/2001, de 26 de noviembre, de Creación de la Agencia Valenciana de la Energía.
- Resolución de 25 de febrero de 2003 del conseller de Industria, Comercio y Energía, sobre convocatoria para el desarrollo y ejecución del Plan Eólico de la Comunidad Valenciana.

## 2. Motivación

La idea principal por la que ha surgido este proyecto es la de fomentar y apoyar el uso de energías renovables, sin respaldo de la red, en el ámbito industrial.

Siempre se parte de la base de que estas instalaciones tienen fecha de caducidad y deben renovarse cuando la vida útil de los elementos de la instalación llegue a su fin, en torno a los 20-25 para las instalaciones fotovoltaicas y 25-30 años para la eólica. No obstante, el beneficio de este tipo de instalaciones no solo está en el rendimiento económico que se pueda obtener, sino en el beneficio medio ambiental al abastecer a la empresa mediante una energía denominada como limpia.

También cabe destacar varias ventajas de estas fuentes de energía natural:

- Son más respetuosas con el medio ambiente, no contaminan y representan la alternativa de energía más limpia hasta el momento.
- Son fáciles de dismantelar y no requieren custodiar sus residuos durante millones de años, como ocurre por ejemplo con las energías nucleares.
- Hace que la región sea más autónoma, ya que desarrolla en la misma región donde se instala, la industria y la económica.
- Genera muchísimos puestos de trabajo, los que se prevén en un aumento aún mayor de aquí a unos años teniendo en cuenta su demanda e implementación.
- Son energías seguras ya que no contaminan, ni tampoco suponen un riesgo para la salud, y sus residuos además no crean ningún tipo de amenaza para nadie.
- Se trata de energías de fuentes que son inagotables, como el sol o el agua, y además sus distintos orígenes permiten su aplicación en todo tipo de escenarios.



Figura 3: Ecosistema sostenible

### 3. Estudio comparativo

En este apartado estudiaremos entre las energías elegidas, algunas de las ventajas y desventajas de cada una de ellas, las compararemos y sacaremos una conclusión, eligiendo una, como base de estudio, cálculo y dimensionamiento de la instalación.

Las energías a estudiar son la fotovoltaica y eólica, con posible apoyo de una energía fósil. En primer lugar, se supondrá una potencia instalada de 100 kW tanto en la eólica como en la fotovoltaica.

#### ➤ Fotovoltaica

Para comenzar su estudio obtendremos las irradiaciones para cada mes, y así poder calcular la producción que se llevaría a cabo en los diferentes meses del año.

Mes	H (30) kW/m <sup>2</sup>	Producción día (kWh)	Producción mensual (kWh)
Enero	4,00	400	12400
Febrero	4,92	492	13776
Marzo	6,06	606	18786
Abril	6,43	643	19290
Mayo	6,85	685	21235
Junio	7,22	722	21660
Julio	7,39	739	22909
Mes	H (30) kW/m <sup>2</sup>	Producción día (kWh)	Producción mensual (kWh)
Agosto	6,92	692	21452
Septiembre	6,10	610	18300
Octubre	5,29	529	16399
Noviembre	4,24	424	12720
Diciembre	3,61	361	11191
<b>Producción anual (kWh)</b>			<b>210118</b>

Tabla 2: Irradiaciones y producciones mensuales

Como podemos ver en la tabla, producimos alrededor de 210kWh al año. Una vez hemos obtenido la producción, se calculará el número aproximado de placas para producir dicha potencia.

**PLACA FOTOVOLTAICA**

<b>Potencia instalada</b>	100000	W
<b>Potencia placa</b>	345	w
<b>Numero de placas</b>	290	u.
<b>Precio unitario</b>	190	€
<b>Precio total</b>	55100	€

**Tabla 3: Resumen estudio fotovoltaico**

Tal y como se aprecia, eligiendo una placa de 345W, para llegar a dicha potencia instalada necesitamos 290 módulos fotovoltaicos. Según el mercado actual el precio medio de una placa de esta potencia estaría alrededor de 190€ la unidad. Siendo así, la inversión únicamente para las placas sumaría 55100€.

➤ **Eólica**

Para llevar a cabo el estudio eólico se han tenido en cuenta varios aspectos. Tras investigar se han supuesto 1350 horas de viento al año. Ya que las horas eran variables en función de la ubicación de los aerogeneradores. Se ha escogido la media en una zona de Valencia muy cercana a la zona fotovoltaica comparada.

El aerogenerador elegido es de la marca Enair con una potencia nominal de 20kW.

**AEROGENERADOR ENAIR 200**

<b>Potencia Nominal</b>	20	kW
<b>Horas viento/Año</b>	1350	h/año
<b>Producción anual</b>	135000	kWh/año
<b>Producción diaria</b>	370	kWh/día
<b>Cantidad</b>	5	unidades
<b>Precio unitario</b>	58750	€
<b>Precio total</b>	293750	€

**Tabla 4: Resumen estudio eólico**

Con 5 aerogeneradores obtenemos una potencia instalada de 100Kw. Estos producen una potencia anual de 145,8 kWh con un precio total de inversión de 293750€.

➤ **Conclusión**

Con los años, las energías renovables van adelantando a las energías procedentes de combustibles fósiles en abaratamiento y potencial de adopción. Habiendo elegido varias alternativas de producción de energías renovables, existe la duda de cuál será la mejor opción para nuestra instalación.

Tras a ver realizado un pequeño estudio entre las dos mejores opciones, concluiremos eligiendo con ayuda de la siguiente tabla cual será la idónea para nuestra instalación.

FOTOVOLTAICA		EÓLICA	
Producción anual	210.118 kWh	Producción anual	135.000 kWh
Cantidad de módulos	290 u.	Cantidad de	5 u.
Inversión	56.522 €	Inversión	293.750 €

Tabla 5: Resumen comparativo

El primer factor que destacaremos será la ubicación geográfica; respecto a las turbinas, aunque no sean de grandes dimensiones, son voluminosas y es necesario un profesional y maquinaria pesada para instalarlas (grúas, camiones...) y esto genera un coste adicional. Debido al peso se debe realizar un estudio extra si se quisiera montar en el techo de un edificio, a parte de los distintos permisos especiales necesarios.

En nuestro caso la ubicación se sitúa en la ciudad de Valencia por lo que la opción de turbinas respecto a la ubicación geográfica se descarta; ya que las placas solares las podemos instalar casi en cualquier superficie.

El segundo factor es la producción de energía, las turbinas están preparadas para funcionar tanto por el día como por la noche. En cambio, los paneles solares solo funcionan por el día; al tratarse de una industria, el consumo por la noche es mínimo, por lo que no se necesitaría producción de energía nocturna. Si comparamos la producción anual vemos claramente como la producción fotovoltaica es mayor, hasta un 64% más. Se desestima la opción de eólica para este factor.

El tercer factor será el mantenimiento, empezando por los paneles, su mantenimiento es casi nulo, es decir, basta con periódicamente limpiarlos para quitarles polvo y suciedad. En cuanto a las turbinas debido a sus elevadas partes móviles y mecánicas, su mantenimiento es complejo y costoso. Ya que requiere a profesionales, maquinaria, indumentaria y herramientas especiales... Por lo que respecta a este factor se vuelve a desestimar la eólica.

En el cuarto factor trataremos de las dimensiones de la instalación. En este caso el aerogenerador necesita menos espacio en comparación con la fotovoltaica, necesitando 5 aerogeneradores contra 290 módulos para llegar a la misma potencia instalada. Evidentemente los metros cuadrados de placas será mayor que el de turbinas.

En el quinto factor nos centramos en el impacto ambiental. Ninguna de las dos genera emisiones contaminantes, pero las turbinas producen un pequeño impacto contra la fauna silvestre, en concreto las aves. Ya que éstas se golpean con las aspas y mueren precipitándose al suelo. También destacar el ruido que llegan a producir.

Por último, destacaremos el elevado coste de los aerogeneradores respecto a las placas, ya que la inversión la supera con creces al de la fotovoltaica. Habiendo discernido entre ambas opciones, con total seguridad podemos afirmar que la opción más rentable para nuestra instalación es la de generar energía a través de una instalación fotovoltaica.

## 4. Dimensionado del sistema y componentes

La instalación fotovoltaica se proyecta para suministrar energía tanto en las horas de máxima demanda, es decir, en las horas laborales, siendo el pico más alto de 63 kWh y las mínimas las cuales se sitúan en horas nocturnas, cubiertas por la energía suministradas por las baterías. O bien, a través del grupo electrógeno en el momento en el que las baterías lleguen al mínimo de capacidad.

Se han elegido 704 módulos fotovoltaicos de 345Wp cada uno, los cuales son capaces de producir 242,88 kWh. Los módulos fotovoltaicos se encuentran apoyados por un grupo electrógeno de 83kW, el cual en caso de haber un segundo día nublado entraría en funcionamiento para dar energía a la industria.

Los paneles se agruparán en 4 grupos, cada uno alimentará a un inversor. Además, para poder tener la suficiente autonomía en nuestra instalación, deberemos acompañar a los paneles solares con 648 baterías, las cuales estarán gestionadas por 27 reguladores de carga agrupados en 9 grupos.

Los paneles y cuadros de continua se colocarán en el tejado del edificio; el inversor, baterías, regulador de carga y multicluster se instalarán en el interior de la industria. Y, por último, el grupo electrógeno se colocará en el exterior junto al edificio con el fin de hacer el transporte de la energía lo más corto posible.

### 4.1. Componentes

El sistema fotovoltaico aislado de red está formado por diferentes componentes los cuales se dispondrán tal y como aparece en el esquema. En el apartado de “Planos” se encuentra un plano más detallado de la instalación.

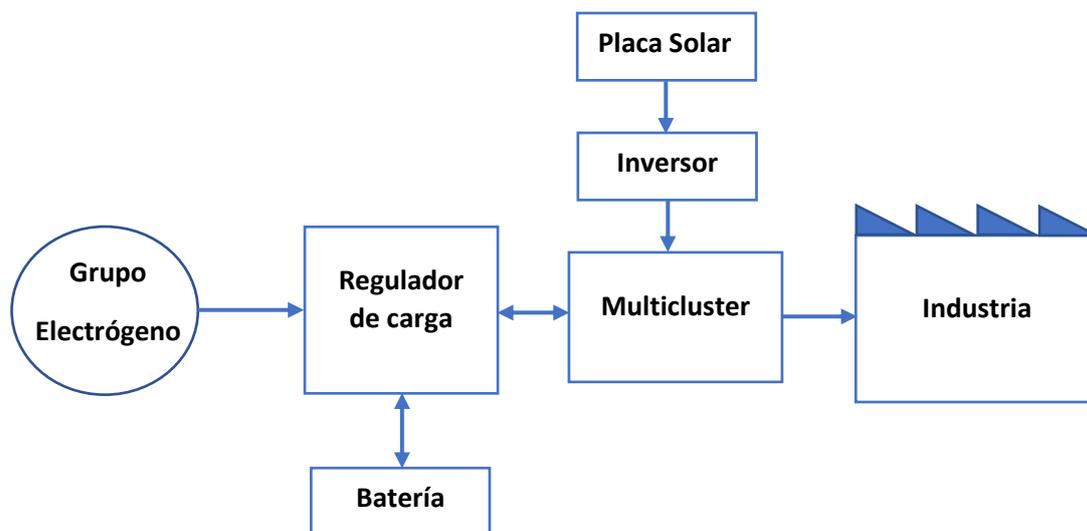


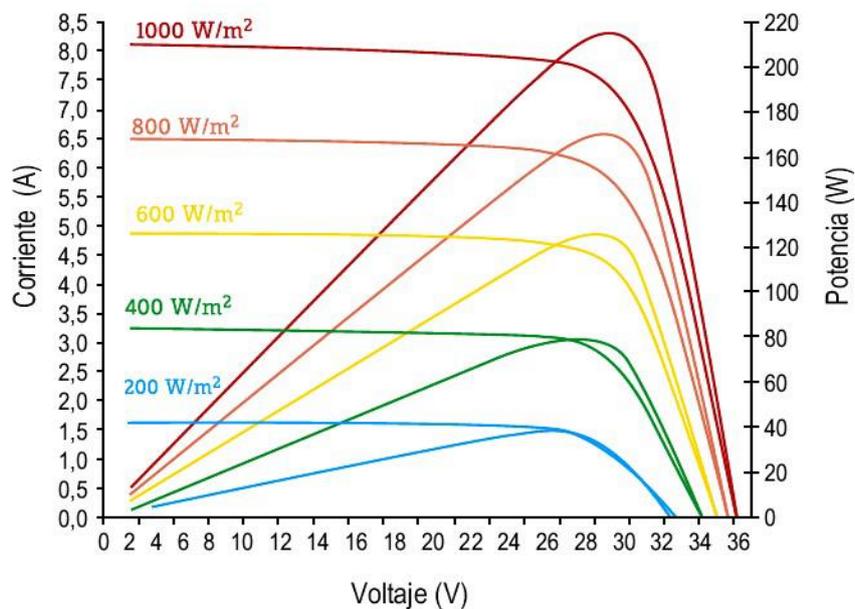
Figura 4: Esquema instalación fotovoltaica

A continuación, se explicará las características y funciones de cada componente:

➤ Módulo fotovoltaico: se encarga de generar energía eléctrica a través de la irradiación solar que incide sobre la superficie de estas. Están compuestas por células solares y según el material del que están compuesto se distinguen 3 tipos: monocristalina, policristalina o amorfa.

Dichas células se conectan entre sí en serie y paralelo para obtener la tensión e intensidad de funcionamiento deseadas. Las propiedades de los paneles varían en función del fabricante, ya que éste los realiza para una amplia gama de potencias (50W-400w).

El funcionamiento de los modulo se determina en función de la curva I-V. Contiene todos los posibles puntos de funcionamiento del módulo. Su medición se realiza en unas condiciones estándar, con una irradiación de  $1000\text{W/m}^2$  a  $25^\circ\text{C}$ .



Gráfica 1: Curva I-V

En esta gráfica se encuentra la curva I-V para las condiciones estándar de  $1000\text{ W/m}^2$  y  $25^\circ\text{C}$  al igual de otras curvas con menor irradiación que producen menor energía. Se trata de un resultado supuesto, ya que la energía que puede producir el módulo solar es función de la irradiación solar que incide sobre ella.

Cada una de las curvas de potencia que observamos en la gráfica se obtienen a través del producto entre tensión e intensidad para cada punto de funcionamiento. Estas curvas varían en función de dos valores:

$V = 0$  voltios, sería la intensidad de CC del módulo solar.

$I = 0$  amperios, sería la tensión de vacío del módulo solar.

➤ Regulador de carga: se encarga de transferir la energía que producen los módulos solares hasta las baterías y controlar la descarga de éstas hasta los receptores consumidores.

Su función es la de:

- Se encarga de regular la carga de las baterías de tal forma que una vez estas estén cargadas las desconecte automáticamente.
- Impedir durante las horas de menos irradiación, es decir, de menos producción (horas nocturnas) que las baterías se descarguen hacia las placas. Ya que durante estas horas las placas actúan como una carga y no como generador.
- Controla las baterías durante la descarga para evitar que superen la profundidad de descarga máxima.

La tensión de c.c. de la instalación será la tensión de trabajo del regulador. Los otros dos valores que también definen su funcionamiento son la intensidad máxima de salida y entrada.

➤ Baterías fotovoltaicas: su función es la de almacenar energía eléctrica para garantizar el suministro de éstas en dos posibles condiciones:

- Ciclo largo: esta condición ofrece fiabilidad al sistema, asegura el suministro a lo largo de un número determinado de días en los cuales no hay irradiación o es prácticamente nula y no se produce energía. Todo el consumo de energía se suministra desde las baterías.
- Ciclo diario: proporciona energía durante las horas en las que no hay irradiación disponible, o ésta es inferior a la energía producida por las placas

En función del tipo de aplicación en la que esté dando servicio nuestra instalación y del lugar geográfico el número de días de la instalación variará entre 1 y 10 días.

Se suelen utilizar baterías de 2V, estas se pueden asociar en serie para obtener la tensión en la que queremos trabajar y en paralelo para obtener la capacidad suficiente para garantizar una determinada autonomía.

La tensión en la que se trabajará vendrá determinada por la potencia de la instalación. Por lo que si elegimos una tensión mayor la intensidad será menor, por lo que también lo serán las pérdidas.

Por último, remarcaremos sus dos características principales:

- Su capacidad: nos permite saber la energía que es capaz de almacenar la batería y se mide en amperios x hora (Ah)

- Profundidad de carga: nos permite saber la cantidad máxima de energía que podemos extraer sin dañarla y se mide en valor porcentual (valor típico 50% - 70%).

➤ Inversor: este componente de la instalación se encarga de transformar la energía eléctrica en corriente continua (c.c.) proveniente de la producida en la placa y de la almacenada en las baterías, en corriente alterna (c.a.) para el consumo de los receptores.

Una característica importante que nos facilita el fabricante del inversor es su rendimiento. Unos valores normales se encuentran entre el 90% y el 95%. Este valor lo deberemos de tener en cuenta ya que las pérdidas que se produzcan deberán de ser paliadas instalando más paneles.

Tendremos que tener en cuenta dos tensiones, la de entrada, que será en corriente continua (c.c.), es decir, la tensión de la instalación de la parte de c.c., con valores estándar de 12V, 24V o 48V. Y la de salida, en corriente alterna (c.a.), siendo su valor 230V o 400V (monofásica o trifásica).

➤ Multicluster: El motivo del uso de éste, es debido a que la instalación de los reguladores se lleva a cabo en multicluster, es decir cada grupo de reguladores forman un clúster. Éste permite la conexión entre ellos y el resto de componentes de la instalación logrando centralizar la instalación, con sus debidas protecciones tal y como se aprecia en la imagen.

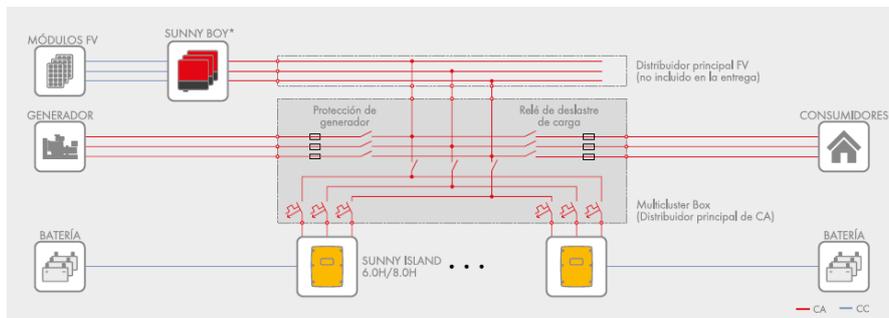


Figura 5: Esquema multicluster

➤ Soportes de las placas: este elemento es fundamental para las placas fotovoltaicas, ya que les aporta estabilidad, resistencia y durabilidad ante las inclemencias climáticas (fuertes vientos, tormentas, nieve, granizo...). Encontramos 2 tipos:

- Estructura fija: permiten a las placas adoptar un ángulo fijo, es decir, a una determinada latitud en función del lugar donde se instalan y así aumentar la eficiencia de la instalación.

- Estructura móvil: esta estructura está formada por uno o dos ejes móviles, permiten a las placas obtener la máxima irradiación siguiendo la trayectoria solar.

## 5. Componentes de la instalación

### 5.1. Módulo fotovoltaico

A la hora de elegir el tipo de placa que queremos instalar tenemos que contemplar un aspecto importante, el tipo de material que lo forma: monocristalino o policristalino. El primero están caracterizado por poseer un mejor rendimiento, en cambio, el policristalino dispone de unas menores pérdidas ante las altas temperaturas. Obviamente ya que nuestra instalación se encuentra en la costa mediterránea donde es común las altas temperaturas en verano, optaremos por un módulo de silicio policristalino.



Figura 6: Módulo fotovoltaico

Características técnicas

Potencia máxima	345 W
Tensión máxima	38,5 V
Corriente máxima	8,96 A
Tensión circuito abierto	47,8 V
Intensidad cortocircuito	9,28 A

Tabla 6: Características modulo fotovoltaico

### 5.2. Soporte para módulos fotovoltaicos

Esta estructura será la encargada de sujetar los paneles fotovoltaicos y darles la inclinación deseada. En nuestro caso se ha elegido una estructura con una inclinación de 30° respecto a la horizontal. Solo poseen una única inclinación ya que es más económica que la modular, la cual permite diferentes inclinaciones.

Los paneles se colocarán de forma vertical a través de varias fijaciones. La estructura triangular irá fijada al suelo a través de tornillería en acero inoxidable A2-70. Estos soportes estarán preparados para diferentes adversidades del clima, siendo rígidos, resistentes e inoxidables.

El tamaño de las fijaciones se decidirá en los cálculos ya que se deberá dimensionar el tamaño del tejado y distribución de los paneles en función de la cantidad de strings.

### 5.3. Baterías

El tipo de batería seleccionado es de la familia OPZS, marca BAE, cuyo modelo es el “12-PVS-1800”. Se trata de una batería de 2V para medianas y grandes instalaciones (nuestro caso). Se ha elegido este modelo en función de la capacidad y la profundidad de carga. Escogiendo una  $C_{20}$  la capacidad de este modelo es de 1486 Ah. Las baterías tardaran alrededor de 24-28h en descargarse al mínimo establecido, es decir, si eligiéramos un  $C_{32}$  (no existe, no es una medida estándar) la capacidad de la batería sería mayor, en resumen, conseguimos un cierto sobredimensionamiento.

La conexión de las baterías se realizará conectando 24 en serie para conseguir los 48V de la instalación.



Figura 7: Batería 15-PVS-2580

## 5.4. Regulador de carga

El regulador elegido es de la marca SMA modelo Sunny Island 8.0H, debido a que la instalación será trifásica y dispondremos de más de 3 reguladores, se dispondrán diferentes clústeres a través de un multicluster donde más adelante se menciona.

<b>Entrada (CC)</b>	
Potencia máx. de CC	112500Wp
Tensión de entrada máx.	1000V
Rango de tensión	570V-800V
Tensión de entrada mín.	565V
Corriente máx. de entrada	140A
Número de strings por entrada de MPP	Caja conexiones
<b>Salida (CA)</b>	
Potencia asignada a Un	75000W

Tabla 7: Características regulador



Figura 8: Regulador Sunny Island

## 5.5. Inversor

Tal y como sabemos nuestra instalación está formada por 242,88 kW instalados. Esta potencia se dividirá en 4 inversores de la marca SMA, cuyo modelo es el Sunny Highpower Peak1. Cada uno posee una potencia asignada de 75kW.

### SALIDA CA

Potencia asignada	6000 W
Potencia durante 30 min.	8000 W
Inten. asignada/Inten. pico	26A/120A

### ENTRADA CA

Corriente máxima	50A
Potencia máxima	11500 W

### Batería

Tensión asignada/Rango tensiones CC	48V/41A-63A
Corriente de carga máxima	140A

Tabla 8: Características inversor



Figura 9: Inversor Sunny Highpower

Estos inversores admiten una distribución por caja de conexiones, es decir, la conexión de los strings se realiza en una caja externa al inversor. También de la marca SMA, modelo String-Combiner (DC-CMB-U10-16). Éste dispone de hasta 16 strings, para nuestra instalación utilizaremos 11 strings para cada inversor, por lo que este modelo es válido para los 4.



Figura 10: Cuadro de continua

## 5.6. Grupo electrógeno

Con el objetivo de mantener el suministro eléctrico en los momentos en los cuales las baterías o placas no sean capaces de hacerlo. Esto ocurrirá cuando los días nublados sean excesivos y las baterías se encuentren al mínimo, en ese momento actuará el grupo electrógeno suministrando la potencia necesaria de la instalación. El generador elegido es de la marca Dagartech, modelo BGPS 85 ME.



Figura 11: Grupo electrógeno

### Características técnicas

Tensión de red	400V/230V
Potencia máx.	83kW/67kW
Combustible	Diesel
N.º de cilindros	4
Cilindrada	4400 c.c.
Capacidad depósito	220 l

Tabla 9: Características grupo electrógeno

## 6. Conexiones y protecciones eléctricas

### 6.1. Cableado.

Se llevará a cabo el dimensionamiento del cableado en los distintos tramos a través de lo mencionado en el pliego de condiciones del IDAE, del REBT, las normas UNE, etc.

#### 6.1.1. Tramo 1:

Este primer tramo que trabaja en CC lo forman los 44 strings, cada uno con una longitud determinada, un conductor de Cu y una sección de  $4\text{mm}^2$ . El conductor a emplear es de la marca General Cable modelo EXZHELLENT SOLAR ZZ-F (AS) 1,8 kV DC de  $4\text{mm}^2$ .

#### 6.1.2. Tramo 2:

Este segundo tramo que también trabaja en CC, comprende el cableado que conecta los cuadros de conexiones de CC con los distintos inversores. Para un conductor de Cu y una sección de  $120\text{mm}^2$  y  $150\text{mm}^2$  utiliza el cableado de la marca General Cable modelo EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC de  $120\text{mm}^2$  y  $150\text{mm}^2$ .

#### 6.1.3. Tramo 3:

Este tercer tramo en CC como los anteriores, comprende el cableado que conecta los reguladores de carga con las baterías. Para un conductor de Cu y una sección de  $50\text{mm}^2$  utiliza el cableado de la marca General Cable modelo EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC de  $50\text{mm}^2$ .

#### 6.1.4. Tramo 4:

El cuarto tramo, trabaja en AC, comprende el cableado entre los inversores y el multicluster. Se instala un conductor unipolar de Cu de una sección de  $50\text{mm}^2$  para las fases y el neutro, de la marca General Cable modelo EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 0,6/1 kV AC de  $50\text{mm}^2$ . Y conductor unipolar de Cu, sección  $25\text{mm}^2$ , modelo H07Z1-K VA25 de la marca Sumidelec para el cable de tierra.

#### 6.1.5. Tramo 5:

El quinto tramo, trabaja también en AC, comprende el cableado entre los reguladores de carga y el multicluster. Instalando un conductor unipolar de Cu y una sección de  $16\text{mm}^2$  para la fase y el neutro, se utiliza cableado de la marca General Cable modelo

EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 0,6/1 kV AC de 16mm<sup>2</sup>. Y conductor unipolar de Cu, sección 4mm<sup>2</sup>, modelo H07Z1-K VA4 de la marca Sumidelec para el cable de tierra.

#### 6.1.6. Tramo 6:

El sexto tramo, trabaja al igual que el anterior en AC, comprende el cableado entre el grupo electrógeno y el multicluster. Se instala un conductor unipolar de Cu, para una sección de 35mm<sup>2</sup> para la fase y el neutro, se utiliza cableado de la marca General Cable modelo EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 0,6/1 kV AC de 35mm<sup>2</sup>. Y conductor unipolar de Cu, sección 16mm<sup>2</sup>, modelo H07Z1-K VA16 de la marca Sumidelec para el cable de tierra.

#### 6.1.7. Tramo 7:

Este séptimo y último tramo, trabaja al igual que el anterior en AC, comprende el cableado entre el multicluster y la industria. Se instala un conductor unipolar de Cu, para una sección de 35mm<sup>2</sup> de fase y el neutro, se utiliza cableado de la marca General Cable modelo EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 0,6/1 kV AC de 35mm<sup>2</sup>. Y conductor unipolar de Cu, sección 16mm<sup>2</sup>, modelo H07Z1-K VA16 de la marca Sumidelec para el cable de tierra.

## 6.2. Protecciones eléctricas

Toda instalación eléctrica debe llevar una serie de protecciones para evitar que ningún equipo puedan sufrir daño alguno. Estas protecciones son diseñadas acorde con el REBT. En la presente instalación, se van a distinguir los siguientes tipos de protecciones en función de los tramos existentes:

- Tramo 1

La protección de este tramo se encuentra en la caja de conexiones de CC, donde cada string se conectará a un portafusibles, formado por un cartucho de 16 A y una tensión normalizada de 1000V.

A parte, posee un interruptor seccionador con una intensidad nominal de 300 A y una tensión de 1000V.

Estos elementos de protección son suministrados por la marca SMA al suministrar la caja de conexiones. Pero debido a que el interruptor seccionador de fábrica no está suficientemente sobredimensionado, se solicita a la marca, la instalación de uno a las condiciones mencionadas.

- Tramo 2

La protección de este tramo se encuentra en la entrada de CC del inversor el cual posee:

- Punto de desconexión en el lado de CC.
- Monitorización de toma tierra/ Monitorización de red.
- Descargador de sobretensión de CC/CA integrado.

- Tramo 3

Las protecciones de este tercer tramo que une los Sunny Island con las baterías se encuentran en el propio Sunny, dotado de:

- Protección por calentamiento.
- Protección de descarga total de las baterías.

- Tramo 4

En este primer tramo de CA, las protecciones se encuentran en la parte de CA del inversor. Dotado de una resistencia para protegerlo frente al cortocircuito de CA, al igual de una unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal.

No obstante, no está suficientemente protegido de fábrica, por lo que se instala un interruptor magnetotérmico tetrapolar de calibre 160 A y un poder de corte de 25kA para el inversor 1 y de 16kA para los inversores 2, 3 y 4. De la marca Schneider, modelos Compact NSXm 160 A, 4P, 25kA a 380/415V (LV426219) y Compact NSXm 160 A, 4P, 16kA a 380/415V (LV426119).

- Tramo 5

Este quinto tramo, el regulador de carga viene protegido de fábrica con una serie de elementos, ubicados en el propio regulador:

- Protección contra cortocircuitos de CA.
- Protección contra sobrecarga.

Cabe destacar que la conexión al multicluster está protegida a través de una serie de interruptores automáticos magnetotérmicos. Este elemento viene suministrado de fábrica con el multicluster, no obstante, es necesario verificar que las condiciones de cálculo corresponden con la protección suministrada. En este caso, el disyuntor C40A es correcto ya que su calibre llega hasta los 63 A calculados.

- Tramo 6

Este sexto tramo que conecta el multicluster con el grupo electrógeno, consta de un interruptor fusible. Este viene suministrado con el multicluster. Pero se tendrá que informar a la empresa suministrado de la configuración del calibre específico de protección posteriormente calculado para nuestra instalación. Siendo un calibre de 200 A y una tensión normalizada superior a 480V.

- Tramo 7

Este último tramo que conecta el multicluster con el cuadro de baja tensión de la industria, consta de un interruptor fusible. Ocurre lo mismo que en el anterior tramo, se tendrá que informar a la empresa suministrado de la configuración del calibre específico de protección posteriormente calculado para nuestra instalación. Siendo un calibre de 160 A y una tensión normalizada superior a 480V.

En resumen, todos los elementos de la instalación a proteger vienen con elementos de protección eléctrica. Únicamente se contemplará en el presupuesto los interruptores magnetotérmicos de cada inversor, ya que estos no los suministra el fabricante.

## 6.3. Puesta a tierra

### 6.3.1. Puesta a tierra CC

Son varios los tipos de esquemas de conexión a tierra que pueden elegirse, pero en esta instalación se decide emplear, para el lado de CC, un esquema IT. Este tipo de sistema se conoce también como “flotante”, puesto que todos los conductores activos se encuentran aislados de tierra, mientras que todas las masas metálicas existentes se han de conectar a tierra.

Este tipo de sistema de conexión asegura que ante un primer defecto no se generarán tensiones de contacto que puedan llegar a ser peligrosas, ya que la elevada resistencia existente entre conductor y tierra permite que la circulación de corriente no llegue a cerrarse por lo que se da una situación de circuito abierto.

Sin embargo, la situación es diferente cuando se da un segundo defecto. En este caso se establece una línea de circulación que cierra el bucle del defecto a través de tierra, de forma que se inducen tensiones peligrosas entre las masas accesibles simultáneamente.

Para realizar la puesta a tierra se utiliza cable de cobre de 4 mm<sup>2</sup> recubierto con aislante de color amarillo-verde (normalizado) que permita identificarlo. Los conductores de puesta a tierra de los equipos se conectarán para formar una tierra que finalmente se

conectará a tierra mediante una pica de acero-cobre de 2,5 m de longitud y diámetro superior a 14,2 m.

Los conductores de tierra discurrirán junto con el cableado y en el tramo final irán alojados en el mismo tubo de PVC utilizado para albergar el cableado.

Con el objetivo de evitar una posible corriente de defecto entre electrodos se colocará la pica de puesta a tierra de CC a una distancia considerable de la empleada en la parte de CA.

### 6.3.2. Puesta a tierra CA

Para el tramo de CA se utilizará el sistema de puesta tierra TN. Este se caracteriza por tener un punto puesto a tierra directamente y las masas de la instalación están conectadas a este punto mediante conductores de protección.

Dentro de este sistema se elige el de tipo TN-S, el conductor de protección esta separado en todo el sistema.

La ventaja de utilizar este método que no es necesario ningún equipo adicional. La protección se realiza directamente a través de los DPCC (dispositivos de protección contra los cortocircuitos)

### 6.4. Zanja para cableado subterráneo

Solo es necesario realizar una zanja para enterrar una parte del cableado, esta zanja se realizará en tierra lo que implica que llevará un procedimiento determinado. Primero llevará una capa inferior de hormigón de 0,3 m al ser una canalización de menos dos tubos.

A continuación, una capa de tierra apisonada procedente de la excavación realizada hasta llegar el nivel del suelo, colocándose en ella la cinta de señalización.

## 7. Cálculos

### 7.1. Cálculos previos

#### 7.1.1. Obtención curva de consumo diaria

Para comenzar nuestro estudio, necesitaremos una curva de consumo diaria, en la cual recogerá la energía demandada por la empresa a estudiar.

Una vez obtenido el consumo anual a través de las facturas de la empresa suministradora, buscaremos el mes más desfavorable. Evidentemente el que tenga un mayor consumo mensual, será el mes elegido.

A través de un Excel facilitado por la empresa suministradora obtenemos los consumos tal y como vemos a continuación:

<b>Mes</b>	<b>Consumo (kWh)</b>
<b>Enero</b>	13843
<b>Febrero</b>	14040
<b>Marzo</b>	12045
<b>Abril</b>	8860
<b>Mayo</b>	11093
<b>Junio</b>	13153
<b>Julio</b>	17833
<b>Agosto</b>	16223
<b>Septiembre</b>	14593
<b>Octubre</b>	10450
<b>Noviembre</b>	12258
<b>Diciembre</b>	13310

Tabla 10: Consumos mensuales

Una vez obtenida la tabla, se aprecia como el mes más desfavorable es julio, con un consumo de 17833 kWh. Una vez elegido el mes, tendremos que buscar el día más desfavorable de la misma forma que hemos hecho para sacar el mes más desfavorable.

De nuevo tendremos que utilizar el Excel con los consumos para averiguar cuál será ese día de Julio:

Mes	Día del mes	Consumo (kWh)
Julio	1	313
Julio	2	695
Julio	3	680
Julio	4	753
Julio	5	688
Julio	6	448
Julio	7	205
Julio	8	205
Julio	9	750
Julio	10	710
Julio	11	735
Julio	12	740
Julio	13	570
Julio	14	378
Julio	15	375
Julio	16	725
Julio	17	698
Julio	18	645
Julio	19	743
Julio	20	553
Julio	21	308
Julio	22	300
Julio	23	753
Julio	24	708
Julio	25	685
Julio	26	715
Julio	27	593
Julio	28	395
Julio	29	395
Julio	30	693
Julio	31	685
<b>TOTAL</b>		<b>17833</b>

Tabla 11: Consumos Julio

Como vemos en la tabla 11 hay dos días en los cuales se registra la potencia máxima de consumo, siendo los días 4 y 23 de Julio, con un consumo de 753 kWh cada uno. A continuación, volveremos a consultar con la empresa suministradora para obtener los consumos de unos de los dos días, a través de los cuales se realizará la curva de consumo diaria.

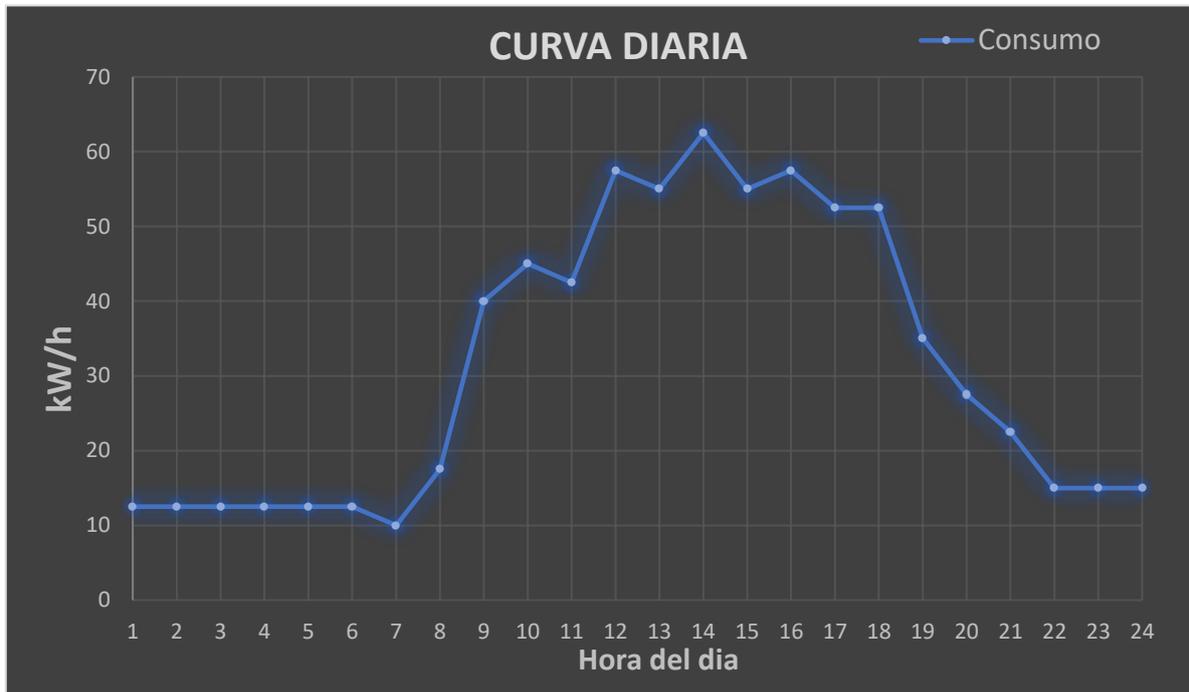
Se ha decidido elegir el día 23 de julio, ya que, al ser lunes, y tener toda la semana laboral por delante se pueden simular diferentes escenarios y prever el caso más desfavorable. Mas adelante se hablarán de estos escenarios con detalle.

En la siguiente se mostrarán los consumos del 23 de junio:

<b>Dia</b>	<b>Hora</b>	<b>Consumo kWh</b>
Lunes	00:00	13
Lunes	01:00	13
Lunes	02:00	13
Lunes	03:00	13
Lunes	04:00	13
Lunes	05:00	13
Lunes	06:00	10
Lunes	07:00	18
Lunes	08:00	40
Lunes	09:00	45
Lunes	10:00	43
Lunes	11:00	58
Lunes	12:00	55
Lunes	13:00	63
Lunes	14:00	55
Lunes	15:00	58
Lunes	16:00	53
Lunes	17:00	53
Lunes	18:00	35
Lunes	19:00	28
Lunes	20:00	23
Lunes	21:00	15
Lunes	22:00	15
Lunes	23:00	15
<b>TOTAL</b>		<b>753</b>

Tabla 12: Consumos 23 de Julio

Una vez obtenido la tabla podemos generar la curva de consumo diaria:



Gráfica 2: Curva consumo diario

Una vez representada, podemos visiblemente apreciar como la curva a lo largo del día varía en función de la jornada laboral, es decir, a partir de las 7h-8h (inicio de la jornada) comienza a aumentar la curva hasta el pico (alrededor del mediodía) con un valor de 63 kWh. A partir de esta, comienza a disminuir mínimamente hasta las 17h-18h, momento en el que la jornada laboral termina y los consumos disminuyen significativamente. Posteriormente dichos consumos se mantienen a un mínimo constante a lo largo de la noche y la madrugada.

Si observamos la curva desde un punto de vista eficiente y económico, la mayor parte del llano y la punta se sitúan dentro de las horas del sol, por lo que a la hora de dimensionar nuestra instalación fotovoltaica tendremos más ventajas. Ya que, al contrario, es decir, si la actividad de la industria fuera nocturna, la cantidad de baterías sería mucho mayor y, por consiguiente, una mayor inversión.

### 7.1.2. Obtención de la irradiación (PVGIS)

Para comenzar el estudio fotovoltaico, utilizaremos una herramienta la cual nos permite calcular varios datos esenciales para comenzar. El programa a utilizar se trata del "PVGIS". Este se ha desarrollado durante más de 10 años en el Centro Común de Investigación de la Comisión Europea, en el CCI, en Ispra, Italia.

Su enfoque es la investigación en evaluación de recursos solares, estudios de rendimiento fotovoltaico (PV) y la difusión de conocimientos y datos sobre radiación solar y rendimiento fotovoltaico. La parte más conocida es la herramienta online “PVGIS en línea” que será la utilizada para obtener los datos que más adelante se explicaran.

A continuación, podremos ver una captura del programa PVGIS en línea, el cual se divide en dos partes, tal y como se puede apreciar.



Figura 12: Captura programa PVGIS - 1

La primera, situada en la parte izquierda, disponemos de un mapa, el cual, te permite elegir la ubicación exacta donde se realizará el estudio. Se puede llevar a cabo de dos formas:

1. Introduciendo las coordenadas del lugar, situadas encima del mapa (latitud y longitud).
2. Buscando manualmente el lugar en el mapa (maximizando o introduciendo el nombre de la ciudad, población, calle... deseada)

Y la segunda, situada en la parte derecha. En ésta, es donde seleccionaremos que tipo de estudio se llevará a cabo. Ya que tal y como vemos hay 3 apartados cada uno para un tipo.

1. Estudio sobre el funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos conectados a red. (Debido a que nuestro estudio está basado en un sistema aislado se nombrará este apartado a título informativo).

2. Estudio de los datos mensuales de irradiación global.

Estimación FV | **Radiación mensual** | Radiación diaria | FV automático

**Datos irradiación global mensual**

Base de datos de radiación: ▼

Irradiación horizontal

Irradiación con el ángulo óptimo

Irradiación directa normal

Irradiación sobre el ángulo seleccionado: 90 grados

Turbidez de Linke

Radiación dif./global

Ángulo de inclinación óptimo

**Datos de temperatura ambiente mensual**

Temperatura media del día

Media diaria de temperatura

Número de grados día de calefacción

**Formatos de salida**

Mostrar gráficas

Mostrar el horizonte

Página web

Fichero de texto

PDF

[\[ayuda\]](#)

Figura 13: Captura programa PVGIS - 2

Proporciona los valores promedio mensuales de variables físicas. Estos datos se pueden mostrar de dos formas, a través de tablas y gráficas. Se basa el tiempo de cálculo en todo el año dividido en los 12 meses, te permite seleccionar diferentes tipos de irradiación a obtener (horizontal, directa normal, sobre un ángulo introducido...), la inclinación óptima de las placas...

3. Estudio de la irradiación solar diaria media.

Estimación FV | Radiación mensual | **Radiación diaria** | FV automático

**Irradiancia solar media diaria**

Base de datos de radiación: ▼

Seleccionar mes: Enero ▼

**Irradiancia sobre un plano fijo**

Inclinación [0;90] 35 grados (horizontal=0)

Orientación [-180;180] 0 grados (este=-90, sur=0)

Irradiancia media global

Irradiancia global cielo claro

Irradiancia directa normal

**Irradiancia sobre un plano con seguimiento a dos ejes**

Irradiancia global media, seguimiento a 2 ejes

Irradiancia global cielo claro, seguimiento a 2 ejes

Temperatura durante el día

Fichero del horizonte: Seleccionar archivo | Ningún archi...seleccionado

**Formatos de salida**

Mostrar gráficas

Mostrar el horizonte

Página web

Fichero de texto

PDF

[\[ayuda\]](#)

Figura 14: Captura programa PVGIS - 3

Te permite obtener los valores del perfil diario medio de radiación (en algunos casos de temperatura).

Estos datos se pueden mostrar de dos formas, a través de tablas y gráficas. Se puede seleccionar el mes deseado para el cálculo, elegir una inclinación y orientación y el tipo de irradiación a elegir (media global, global cielo abierto y directa normal). Ya que el estudio se realiza en un plano fijo, se obvia la irradiación en un plano a dos ejes.

Por último, como se aprecia al final cada apartado, nos encontramos con los “formatos de salida”, donde elegimos en que formato queremos la información calculada. Haremos “click” en mostrar gráficas y en página web. De esta forma obtendremos los datos tanto en una tabla como en una gráfica:

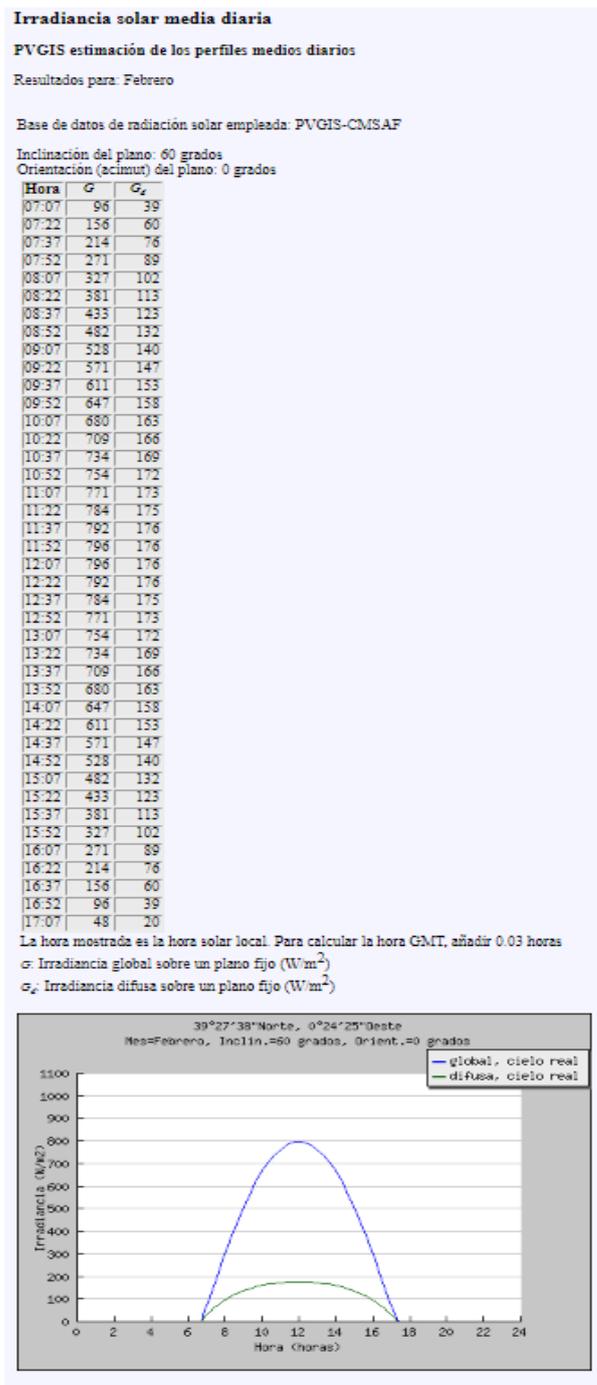


Figura 15: Captura programa PVGIS - 4

Los datos mostrados son la irradiación global media y la difusa (marcadas anteriormente para su obtención) cada 15 minutos durante las horas de sol (desde que amanece hasta que atardece) para una inclinación de 60 °, orientación Sur y en el mes de febrero. En la gráfica se puede apreciar la producción de las placas en función de la posición del sol. Por último, recalcar las unidades en las que expresa radiación:  $W/m^2 * kW$  instalado.

### 7.1.3. Escenario 1 día sin sol

Tendremos que crear varios escenarios en los cuales podremos ver en función de las necesidades deseadas como se dimensionará la instalación, potencia a producir, potencia a almacenar, etc. Tanto este escenario como el siguiente, están llevados a cabo **sin haber tenido en cuenta las pérdidas** por lo que la potencia instalada resultante es una estimación, es decir, nos ayudará a adoptar un punto de visto u otro.

En este escenario, nos centramos en el supuesto de un día sin sol, es decir, se supondrá un día con sol y posteriormente un día nublado en el cual las placas no llegan a producir energía. Esto quiere decir que con lo que se produzca a lo largo de un día soleado poder cargar las baterías de tal forma que puedan abastecer la instalación del posterior día nublado.

A continuación, se explicará con detalle cómo se ha llevado a cabo.

En primer lugar, necesitamos la herramienta ya explicada “PVGIS”, a través de la cual obtendremos el ángulo de inclinación óptimo de nuestras placas. Ya que para poder calcular la irradiación necesitamos dicha inclinación.

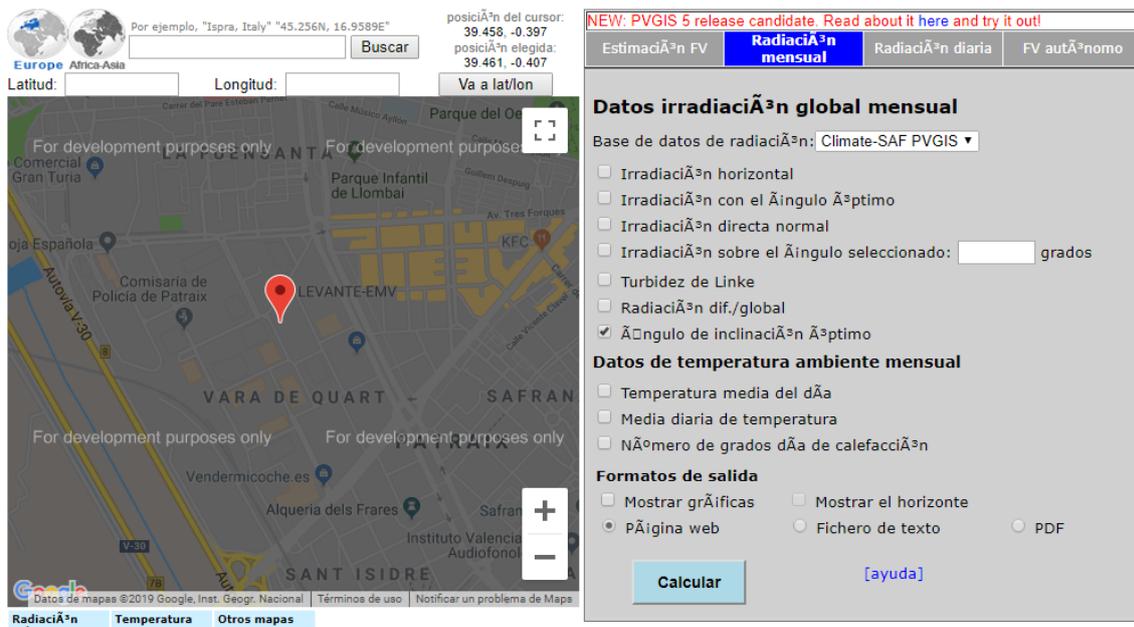


Figura 16: Captura programa PVGIS - 5

Una vez elegida la ubicación y seleccionado el cálculo requerido (ángulo de inclinación óptimo) se calcula y se obtiene la siguiente tabla:

Mes	$I_{opt} (^\circ)$	Mes	$I_{opt} (^\circ)$
Enero	64	Julio	10
Febrero	56	Agosto	22
Marzo	43	Septiembre	37
Abril	27	Octubre	51
Mayo	14	Noviembre	61
Junio	7	Diciembre	65
<b>Media</b>		<b>36</b>	

Tabla 13: Irradiación mensual escenario 1

Como podemos observar en la tabla, la inclinación óptima en los meses de invierno gira alrededor de los 60 grados, mientras que en verano se encuentra en un valor menor a 25-30 grados.

Si nos guiamos por el día de consumo más desfavorable, sabemos que se trata del mes de Julio, pero si utilizamos un ángulo tan agudo como por ejemplo 10 grados, en los meses de invierno la irradiación que obtendremos será casi nula. Por lo que para obtener una radiación lo más equivalente posible a lo largo del año, calculamos la media anual, siendo en este caso 36 grados. Cabe destacar que los meses de verano es cuando la industria aumenta su producción ya que se incrementa la venta del producto. Debido a que los 36 grados no se encuentran dentro de las inclinaciones estándar, se optará por la inclinación estándar más próxima, 30 grados.

Antes de seguir con el cálculo de la irradiación, debemos dejar otra variable bien definida. A la hora de colocar dichas placas hay que elegir en qué lado del tejado las colocaremos, ya que necesitamos saber qué lado hay más radiación solar a lo largo del día, para que podamos producir tanta energía como sea posible. Teniendo en cuenta que los paneles son más productivos cuando los rayos del sol son más perpendiculares a su superficie, la mejor orientación es directamente colocada hacia el sur (ángulo acimutal = 180 grados).

Una vez definida la inclinación y orientación, calcularemos la irradiación. A través del mapa del PVGIS nos situaremos en la ubicación a estudiar. A continuación, elegiremos el mes más desfavorable (Julio), introduciremos la inclinación (30 grados) y orientación (Sur = 0). Y por último marcaremos la variable a obtener "irradiancia media global" tal y como se muestra en la imagen.

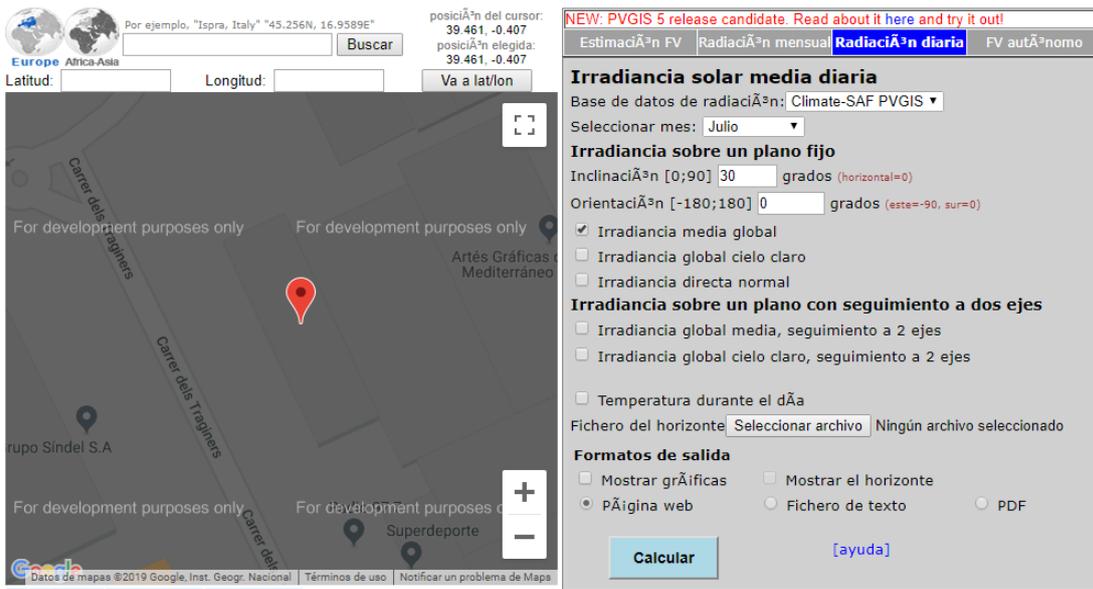


Figura 17: Captura programa PVGIS - 6

Una vez calculado, nos facilita una tabla con las irradiaciones a lo largo de un día entero en el mes elegido. Los datos que genera el PVGIS están calculados cada 15 minutos, pero para nuestro estudio con tener los de cada hora es suficiente. De esta forma se crea la siguiente tabla.

Hora del día	Irradiación (W/m <sup>2</sup> )
7:07	23
8:07	94
9:07	273
10:07	485
11:07	684
12:07	840
13:07	936
14:07	963
15:07	919
16:07	806
17:07	637
18:07	432
19:07	223
20:07	62
21:07	10
<b>TOTAL</b>	<b>7387</b>

Tabla 14: Irradiación diaria

Se aprecia como a medida que el sol se encuentra más perpendicular a la placa, aumenta la irradiación, siendo entre la 13:00 y 14:00 el pico más alto con 963W/m<sup>2</sup>. Con esta irradiación podremos dimensionar la potencia de la instalación.

Para ello necesitaremos el pico de irradiación, el total irradiado diario y el consumo total de dos días de la industria, ya que nuestra instalación fotovoltaica deberá hacer frente como mínimo a un día nublado, es decir, lo que produzcan las placas deberá almacenarse y cubrir la demanda de energía tanto del día sol calculado como de un siguiente día supuestamente nublado.

$$Potencia\ instalada = \frac{Consumo\ total}{Irradiación\ total} = \frac{1505 * 10^3\ W/h}{7387\ W/m^2} = 203,74\ Kw$$

$$Potencia\ pico = \frac{Consumo\ total}{Irrad.\ total} * Irrad.\ pico = \frac{1505 * 10^3\ \frac{W}{h}}{7387\ \frac{W}{m^2}} * 963\ \frac{W}{m^2} = 196,2\ kWh$$

Donde:

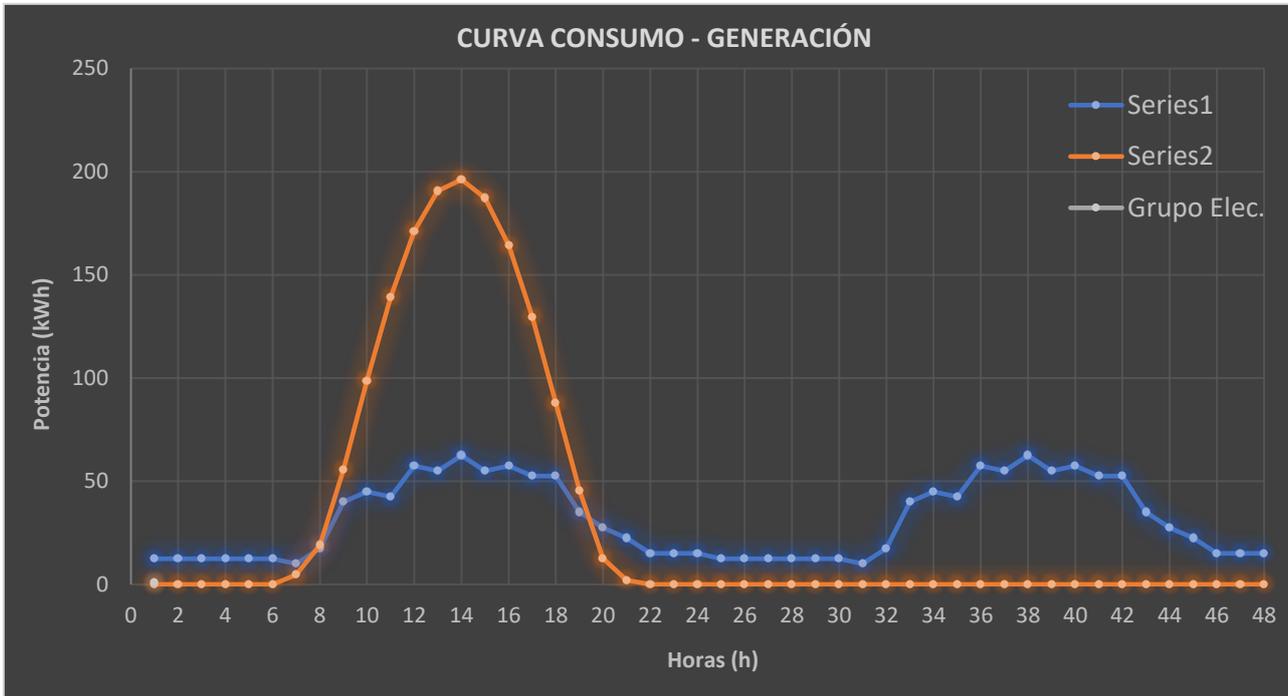
- Consumo total (Wh): energía que demanda la industria a lo largo de dos días.
- Irradiación total (W/m<sup>2</sup>): cantidad de radiación solar que influye sobre las placas a lo largo de dos días.
- Irradiación pico (W/m<sup>2</sup>): irradiación máxima a lo largo de un día.

El siguiente paso será calcular a través de la potencia instalada en placas y la tabla con las irradiaciones, la potencia producida por las placas en cada hora de sol.

Hora	Irradiación (W/m <sup>2</sup> )		Hora	Pot. producida (kWh)
7:07	23	Multiplicamos x 203,74 kW  	7:07	4,69
8:07	94		8:07	19,15
9:07	273		9:07	55,62
10:07	485		10:07	98,81
11:07	684		11:07	139,36
12:07	840		12:07	171,14
13:07	936		13:07	190,70
14:07	963		14:07	196,20
15:07	919		15:07	187,24
16:07	806		16:07	164,21
17:07	637		17:07	129,78
18:07	432		18:07	88,02
19:07	223		19:07	45,43
20:07	62	20:07	12,63	
21:07	10	21:07	2,04	

Tabla 15: Potencia diaria producida escenario 1

En la siguiente gráfica se muestra el comportamiento de la producción de energía de las placas y el consumo de la industria en 2 días.



Gráfica 3: Producción y consumo escenario 1

Es importante entender en este caso el gráfico, en primer lugar, como hemos dicho tenemos la curva de producción de las placas (color naranja) y la curva de consumos (color azul), tanto el área de la curva naranja como el área de la curva azul deben ser iguales, es decir, lo que produzcan las placas debe de ser igual al consumo de los dos días. Ya que la segunda curva azul se trata del consumo del segundo día, y como vemos no tiene curva naranja superpuesta esto quiere decir que no hay producción de las placas, ya que se trata de un día sin sol.

En resumen, este escenario está pensado para producir energía para un día nublado, pero si se sobredimensionan las baterías se puede conseguir dar servicio a la industria para más de un día nublado sin tener que aumentar la potencia instalada.

#### 7.1.4. Escenario 2 días sin sol

En este segundo escenario supondremos un segundo día nublado, siguiendo el mismo método que el primero tendremos un día de producción, seguido de dos días nublados. A través de este escenario calcularemos la supuesta potencia instalada que necesitaremos para este caso más desfavorable.

Partiendo de una irradiación ya obtenida anteriormente “Tabla 14” a través del PVGIS, comenzamos los cálculos para obtener la producción en cada hora del día soleado.

A través del pico de irradiación, el total irradiado diario y el consumo total de tres días de la industria, ya que nuestra instalación fotovoltaica deberá hacer frente como mínimo a dos días nublados (produciremos energía el día soleado y el primer y segundo día nublado se suministrará energía desde las baterías).

$$Potencia\ instalada = \frac{Consumo\ total}{Irradiación\ total} = \frac{2258 * 10^3\ W/h}{7387\ W/m^2} = 305.68\ Kw$$

$$Potencia\ pico = \frac{Consumo\ total}{Irrad.\ total} * Irrad.\ pico = \frac{2258 * 10^3 \frac{W}{h}}{7387 \frac{W}{m^2}} * 963 \frac{W}{m^2} = 294,36\ kWh$$

Donde:

- Consumo total (Wh): energía que demanda la industria a lo largo de tres días.
- Irradiación total (W/m<sup>2</sup>): cantidad de radiación solar que influye sobre las placas a lo largo de los días soleados.
- Irradiación pico (W/m<sup>2</sup>): irradiación máxima a lo largo de los días soleados.

A continuación, se calculará la potencia producida en cada hora del día por las placas:

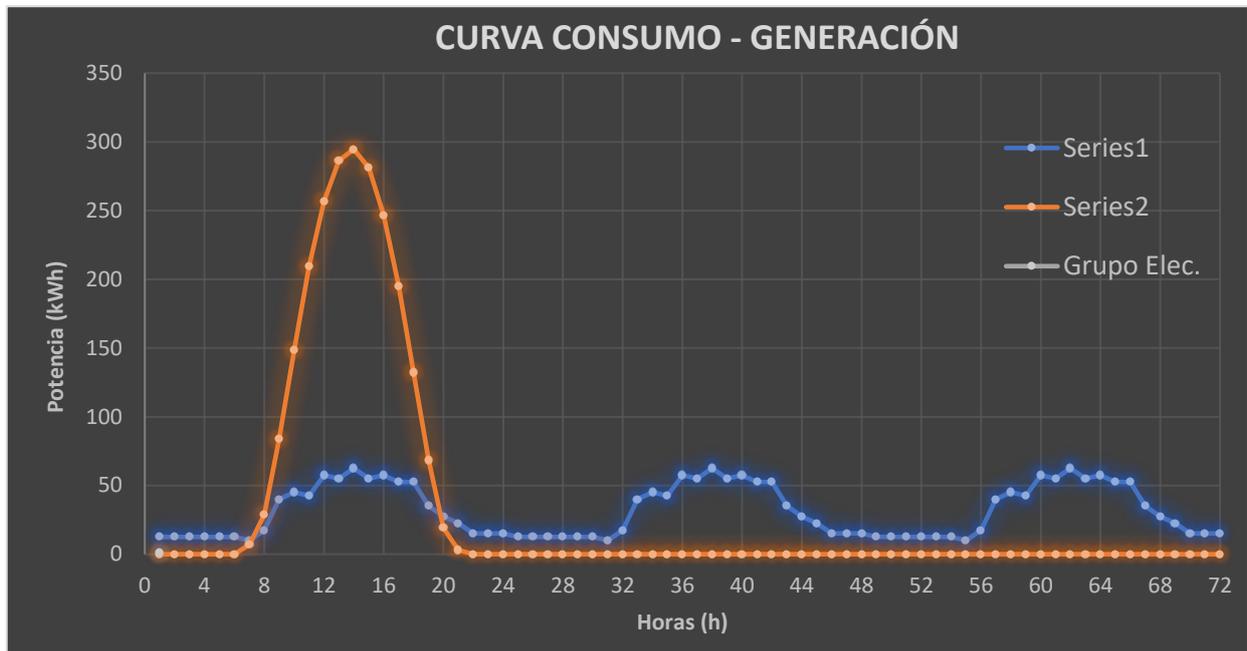
Hora	Irradiación (30º)	Hora	Pot. producida (kWh)
7:07	23	7:07	7,0
8:07	94	8:07	28,8
9:07	273	9:07	83,5
10:07	485	10:07	148,4
11:07	684	11:07	209,3
12:07	840	12:07	257,0
13:07	936	13:07	286,4
14:07	963	14:07	294,7
15:07	919	15:07	281,2
16:07	806	16:07	246,6
17:07	637	17:07	194,9
18:07	432	18:07	132,2
19:07	223	19:07	68,2
20:07	62	20:07	19,0
21:07	10	21:07	3,1

Multiplicamos  
x 305,68 kW



Tabla 16: Potencia diaria producida escenario 2

En la siguiente gráfica se muestra el comportamiento de la producción de energía de las placas y el consumo de la industria en 3 días.



Gráfica 4: Producción y consumo escenario 2

Como vemos se trata de una gráfica muy similar a la del escenario 1, pero la potencia producida es alrededor de un 50% mayor, ya que la energía que se necesita producir tiene que cubrir la demanda de dos días y no de uno.

Para terminar con este pequeño estudio entre estos dos escenarios, tomaremos una decisión entre cuál de los dos es más eficiente y económico para nuestra instalación.

Debido a que nuestra industria en estudio se encuentra en una zona mediterránea donde los días nublado son mínimos y aún más que sean consecutivos y con el objetivo de disminuir la inversión de la instalación, se optará por el escenario 1. Es decir, dimensionaremos la potencia de la instalación para un día nublado, esto no quiere decir que en el caso de que hubieran más de un día nublado la industria quede sin energía. En este punto entrarían en funcionamiento las baterías.

Y en el caso de que estas no pudieran dar servicio ya que las horas calculadas para dar servicio no fueran suficientes, entraría en funcionamiento en grupo electrógeno. Estos aspectos se explicarán como se ha dicho anteriormente en los siguientes apartados.

## 7.2. Cálculo de las pérdidas.

Para poder dimensionar la potencia de la instalación tendremos que calcular las pérdidas de ésta, ya que la potencia que se produzca no se podrá consumir en su totalidad.

Por ello tendremos que tener en cuenta las pérdidas producidos por diversos factores:

- Pérdidas por orientación e inclinación.
- Pérdidas por temperatura.
- Pérdidas por sombreado.
- Pérdidas por suciedad.
- Pérdidas en el cableado.
- Rendimiento del inversor.
- Rendimiento del regulador de carga.

### 7.2.1. Pérdidas por orientación e inclinación.

A la hora de instalar las placas en una instalación fotovoltaica es fundamental estudiar la orientación e inclinación de estas. En muchas ocasiones se suelen colocar en la misma orientación que posee el edificio, ya que de esta manera se consigue un mayor aprovechamiento del espacio permitiendo instalar un mayor número. Pero si dicha orientación está muy alejada del Sur, se producen enormes pérdidas.

La industria en estudio se encuentra a 65° hacia el Este, y tal y como sabemos una instalación fotovoltaica aislada debe estar orientada al sur. Por lo que se opta por la colocación de los paneles orientados directamente hacia el Sur (180°). Perdemos espacio aprovechable, pero disminuimos las pérdidas por orientación al 0%.

De la misma forma que la inclinación, los cálculos de irradiación están obtenidos a 30° (inclinación de las placas en estudio) por lo que no se consideran pérdidas.

### 7.2.2. Pérdidas por temperatura

Este factor es el que más tenemos que tener en cuenta debido al lugar geográfico de la industria, ya que en el clima mediterráneo predominan las altas temperaturas.

Como podemos ver en la ficha técnica de la placa, las potencias están calculadas a una temperatura de 25°C, por lo que en el momento en el que la temperatura sea diferente a ésta se producirán pérdidas.

A continuación, se mostrará las temperaturas medias anuales obtenidas del PVGIS:

Mes	Temperatura media (°C)
Enero	13,9
Febrero	13,9
Marzo	16
Abril	18,6
Mayo	21,8
Junio	25,4
Julio	28
Agosto	28,2
Septiembre	25,7
Octubre	22,4
Noviembre	17,7
Diciembre	14,3

Tabla 17: Temperatura media mensual

El siguiente paso será calcular la temperatura media del panel con ayuda de estas temperaturas obtenidas.

$$T_{\text{modulo}} = T_{\text{ambiente}} + G * \left( \frac{T_{\text{ONC}} - 20^{\circ}\text{C}}{800 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} \right)$$

Donde:

- $T_{\text{MODULO}}$  = Temperatura del módulo (°C).
- $T_{\text{AMBIENTE}}$  = Temperatura ambiente (°C).
- $T_{\text{ONC}}$  = Temperatura de operación normal del módulo (°C).
- $G$  = Irradiancia ( $\text{W}/\text{m}^2$ )

Habiendo calculado la temperatura del módulo fotovoltaica, la temperatura de cada mes, podemos calcular las pérdidas de temperatura a través de la siguiente expresión:

$$Perdidas\ por\ temperatura\ (\%) = \nabla P_{MPP} * (T_{MÓDULO} - 25)$$

Respecto al parámetro  $\nabla P_{MPP}$ , se trata del coeficiente de temperatura de potencia máxima determinado por el fabricante.

Por último, se mostrará en la siguiente tabla el resumen de temperaturas y pérdida de temperatura de cada mes:

Mes	Irradiación (W/m <sup>2</sup> )	Temperatura ambiente (°C)	Temperatura módulo (°C)	Perdidas (%)
<b>Enero</b>	645	13,9	34,05	3,44
<b>Febrero</b>	741	13,9	37,06	4,58
<b>Marzo</b>	848	16	42,5	6,65
<b>Abril</b>	851	18,6	45,2	7,68
<b>Mayo</b>	873	21,8	49,08	9,14
<b>Junio</b>	924	25,4	54,28	11,13
<b>Julio</b>	963	28	58,09	12,57
<b>Agosto</b>	924	28,2	57,08	12,2
<b>Septiembre</b>	850	25,7	52,26	10,36
<b>Octubre</b>	769	22,4	46,43	8,14
<b>Noviembre</b>	666	17,7	38,51	5,13
<b>Diciembre</b>	602	14,3	33,11	3,08

Tabla 18: Resumen perdida por temperatura

### 7.2.3. Pérdidas por sombreado.

Estas pérdidas también influyen en el rendimiento de las placas, ya que en función de la cantidad de sombras que incidan sobre ellas se verá condicionada la cantidad de radiación solar.

En nuestra industria, las placas se colocarán en el tejado, por lo que no dispondremos de ningún edificio, árbol, montaña... en las cercanías tan voluminoso como para obstaculizar la llegada de la radiación solar. Por este motivo nuestra instalación no sufrirá pérdidas por sombreado.

#### 7.2.4. Pérdidas por suciedad.

Estas pérdidas se producen de una forma similar a las pérdidas por sombras, debido a que la suciedad se acumula en la superficie de la placa, impide la llegada de la radiación solar disminuyendo su rendimiento. Se estiman unas pérdidas del 2%.

#### 7.2.5. Pérdidas en el cableado.

Tanto en la parte de corriente continua como en la parte de alterna de la instalación, se generan pérdidas debido a las caídas de tensión, estas se pueden reducir si se dimensiona correctamente la sección de los cables. Según el IDEA para instalaciones fotovoltaicas aisladas de red, se puede estimar un máxima de 1,5%.

#### 7.2.6. Rendimiento del inversor.

A la hora de elegir el inversor se ha escogido uno con un alto rendimiento, ya que de esta forma evitamos perder energía y sobredimensionar aún más la instalación. Se ha escogido el rendimiento máximo del inversor siendo 98,8% ya que de esta forma reducimos el coste de nuestra instalación (menor sobredimensionamiento).

#### 7.2.7. Rendimiento del regulador de carga.

El regulador elegido posee un elevado rendimiento, el cual ronda el 96%.

### 7.3. Performance Ratio (PR)

Este parámetro se define como la eficiencia de una instalación fotovoltaica en condiciones reales, es decir, a un supuesto rendimiento perfecto (100%) se le restan las pérdidas anteriormente calculadas y multiplicadas por los rendimientos del inversor y el regulador de carga. Se obtendrá de la siguiente forma:

$$PR(\%) = [1 - (P_{INCLINACIÓN} + P_{TEMPERATURA} + P_{SOMBREADO} + P_{SUCIEDAD} + P_{CABLEADO})] * \eta_{INVERSOR} * \eta_{REGULADOR}$$

A continuación, se mostrará unas tablas con todas las pérdidas y rendimientos, al igual que el PR de cada mes.

<b>Perdidas por temperatura</b>		<b>Perdidas por inclinación</b>	
<b>Mes</b>	<b>(%)</b>		
Enero	3,44	<b>Perdidas por sombreado</b>	0%
Febrero	4,58	<b>Perdidas por suciedad</b>	2%
Marzo	6,65	<b>Perdidas del cable</b>	1,5%
Abril	7,68		
Mayo	9,14		
Junio	11,13		
Julio	12,57	<b>Rendimiento del inversor</b>	98,8%
Agosto	12,2	<b>Rendimiento del regulador</b>	96%
Septiembre	10,36		
Octubre	8,14		
Noviembre	5,13		
Diciembre	3,08		

Tabla 18: Resumen de perdidas

<b>PR</b>	
<b>Mes</b>	<b>(%)</b>
Enero	88,3
Febrero	87,2
Marzo	85,2
Abril	84,2
Mayo	82,9
Junio	81,0
Julio	79,6
Agosto	80,0
Septiembre	81,7
Octubre	83,8
Noviembre	86,6
Diciembre	88,6
<b>MEDIA</b>	<b>84,1</b>

Tabla 19: Performance Ratio

Tal y como vemos en la tabla los rendimientos a lo largo del año se mantienen entre el 79% y 88%, siendo la media anual de 84,1%. Este rendimiento será utilizado a la hora de dimensionar la potencia instalada en placas.

## 7.4. Cálculo de placas

En este apartado nos centraremos en calcular el número de placas que necesitaremos para cubrir la demanda de la industria. Para ello tendremos que calcular en primer lugar la potencia instalada en placas.

Para realizar el cálculo necesitaremos la irradiación total del día en estudio, la irradiancia estándar, el consumo de la empresa y el PR. Se calculará de la siguiente forma:

$$P_{INSTALADA EN PLACAS} = \frac{E * I_{STC}}{G * PR}$$

Donde:

- E = Energía demandada por la industria (kWh).
- $I_{STC}$  = Irradiancia estándar (1 Kw/m<sup>2</sup>).
- G = Irradiancia calculada en la ubicación de la industria (Kwh/m<sup>2</sup>).
- PR = Performance Ratio.

Como hemos dicho anteriormente el cálculo se realiza para un escenario de un primer día de producción de energía y un segundo nublado sin producción. Por lo que la energía demandada será la suma de la energía consumida por la empresa durante dos días, siendo 1505 kWh. Respecto a la irradiancia calculada a través del PVGIS, la energía que producirían las placas estaría entorno a los 7,387 kWh/m<sup>2</sup>. En cuanto al PR, se calculará con el rendimiento medio anual, siendo 0,841.

Sabiendo el valor de cada variable, la potencia instalada será de:

$$P_{INSTALADA EN PLACAS} = \frac{1505 kWh * 1kW/m^2}{7,387 * 0,841} = 242,25 kW$$

Una vez calculado la potencia instalada en placas, tendremos que averiguar el número de placas fotovoltaicas necesarias. Sabiendo las características que nos ofrece el fabricante del panel elegido:

Características técnicas	
Potencia máxima	345 W
Tensión máxima	38,5 V
Corriente máxima	8,96 A
Tensión circuito abierto	47,8 V
Intensidad cortocircuito	9,28 A
Eficiencia	17,5%

Tabla 20: Características técnicas placa fotovoltaica

$$N^{\circ} \text{ de placas} = \frac{P_{\text{INSTALADA EN PLACAS}}}{P_{\text{MAX. PLACA}}} = \frac{242250 \text{ W}}{345 \text{ W}} = 702 \text{ placas.}$$

Esta cantidad de placas calculadas es una aproximación del total a instalar, ya que cuando se calcule el número de placas en serie y en paralelo a través del inversor se concretará la cantidad real.

## 7.5. Cálculo del inversor

Una vez hemos calculado el número aproximado de placas de nuestra instalación, tendremos que averiguar el número de inversores a instalar. El inversor elegido es el Sunny Highpower Peak1 con una potencia máx. de c.c. de 112,2 kW.

Entrada (CC)	
Potencia máx. de CC	112500Wp
Tensión de entrada máx.	1000V
Rango de tensión	570V-800V
Tensión de entrada mín.	565V
Corriente máx. de entrada	140A
Número de strings por entrada de MPP	Caja conexiones
Salida (CA)	
Potencia asignada a Un	75000W

Tabla 21: Características técnicas inversor

Antes de averiguar la potencia real que circulará por cada inversor, el número de strings y número de placas por inversor, necesitaremos averiguar el número mínimo y máximo de paneles en serie que podemos colocar en cada string.

Estos valores los podemos obtener a través de la tensión mínima y máxima del inversor, la tensión en circuito abierto y máxima pico de la placa fotovoltaica.

$$U_{MP} = 38,5V * (15 \text{ placas}) = 577,5V > U_{MIN.} = 570V$$



*Nº mínimo de placas = 15 unidades*

$$U_{OC} = 47,8V * (17 \text{ placas}) = 764,8V < U_{MAX.} = 800V$$



*Nº máximo de placas = 17 unidades*

Donde:

- $U_{MP}$  = Tensión máximo pico de la placa fotovoltaica.
- $U_{OC}$  = Tensión en circuito abierto de la placa fotovoltaica.
- $U_{MAX.}$  = Tensión máxima del inversor.
- $U_{MIN.}$  = Tensión mínima del inversor.

Tal y como vemos el número mínimo de placas en serie serán 15 unidades y el máximo 17 unidades por string. Según las características del inversor, la conexión de las placas se realiza a través de una caja de conexiones donde se dispondrán las protecciones y entradas de los diferentes strings. La caja de conexión marca SMA dispone de 3 modelos 16, 24 y 32 strings a continuación calcularemos el número de strings necesarios.

$$Potencia \text{ CC inversor} = \frac{P_{INSTALADA \text{ EN PLACAS}}}{N^{\circ} \text{ de inversores}} = \frac{242,25 \text{ kW}}{4} = 60,6 \text{ kW}$$

Esta potencia deberá ser menor que la potencia a tensión nominal de salida de dicho inversor siendo:

$$60,6 \text{ kW} \leq 75 \text{ kW}$$

La potencia calculada puede variar ya que en la medida de lo posible se intentará que los cuatro inversores estén equilibrados (mismo número de strings y placas instaladas) por lo que cabe la posibilidad de que el número de placas sea algo mayor, varíe la potencia instalada y con ello la de cada inversor.

A continuación, calcularemos el número de placas y strings por inversor, para este cálculo se ha tomado la decisión de colocar 16 placas en serie:

$$Placas\ por\ inversor = \frac{Potencia\ CC\ inversor}{P_{MAX.\ PLACA}} = \frac{60562W}{345W} = 175\ placas$$

$$Strings\ por\ inversor = \frac{Placas\ por\ inversor}{Placas\ en\ serie} = \frac{175}{16} = 10,93 \cong 11\ strings$$

Tal y como apreciamos el número de strings por inversor será de 11, el modelo de caja de conexiones de SMA a elegir será de 16 strings. Al elegir esta caja de conexiones se puede ampliar el número de strings en un futuro.

Al no ser exacto y redondear al alza el número de strings, aumentará el número de placas, la potencia de c.c. que pasa por el inversor y con ello la potencia instalada.

A través del siguiente esquema se podrá ver con más detalle la distribución final de las placas, strings e inversores.

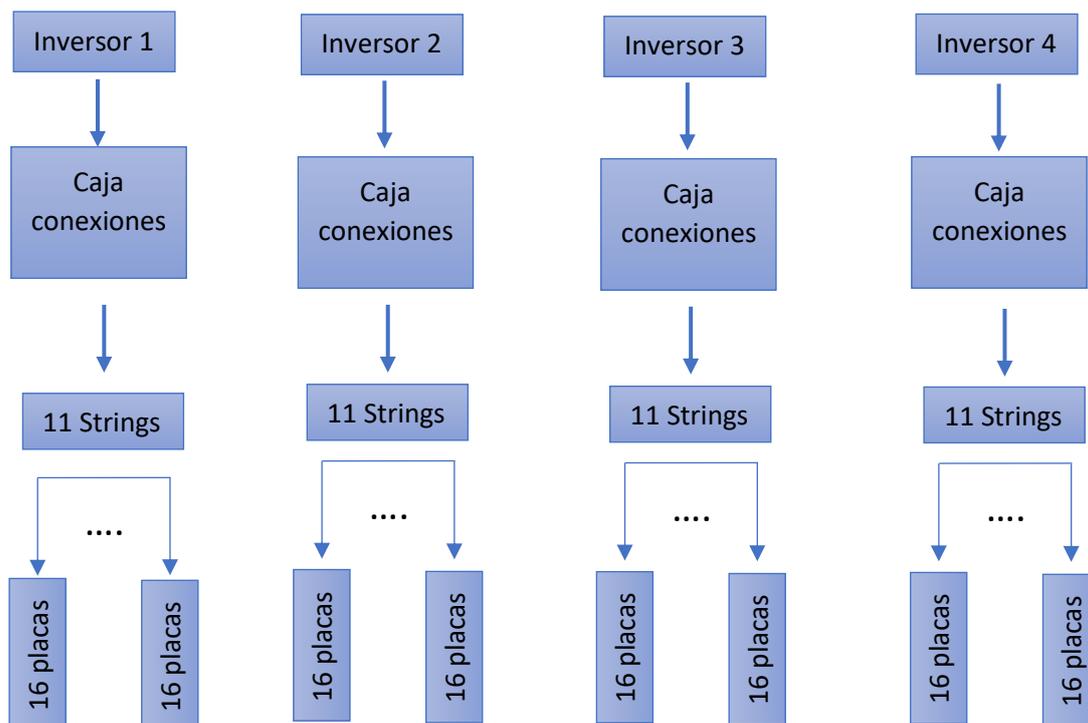


Figura 18: Esquema instalación

Finalmente calcularemos la potencia en c.c. real que entra al inversor, el número de placas y potencia instalada real.

$$\begin{aligned} \text{Placas por inversor} &= \text{Placas en serie} * \text{Strings por inversor} = 16 * 11 \\ &= 176 \text{ placas} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Potencia CC inversor} &= \text{Placas por inversor} * \text{Potencia max. placa} \\ &= 176 * 345W = 60,72 \text{ kW}. \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} P_{\text{INSTALADA EN PLACAS}} &= \text{Potencia CC inversor} * N^{\circ} \text{ de inversores} = 60,72\text{kW} * 4 \\ &= 242,88 \text{ kW}. \end{aligned}$$

$$N^{\circ} \text{ de placas} = \frac{P_{\text{INSTALADA EN PLACAS}}}{P_{\text{PLACA FOTOVOLTAICA}}} = \frac{242880 \text{ W}}{345 \text{ W}} = 704 \text{ placas.}$$

Tal y como vemos el número de placas por inversor calculadas en el apartado anterior era una estimación del valor real. Siendo una diferencia de 1 placa por inversor. Pasa lo mismo en el punto “7.4. Cálculo de placas” donde se calcula el número de placas, aumentando de 702 placas instaladas a 704, con una diferencia de 2 unidades.

## 7.6. Selección del regulador de carga

El regulador se encarga de mantener la carga óptima de las baterías evitando su deterioro debido a posibles sobrecargas. Para elegir un regulador acorde a las especificaciones de nuestra instalación, éste debe ser capaz de soportar sin sufrir daños una sobrecarga de la corriente en la línea del generador y en la línea de consumo de forma simultánea.

Una vez elegido el regulador, el Sunny Island 8.0H, deberemos averiguar el número de reguladores a instalar. Debido a que nuestra instalación será trifásica, dispondremos de un regulador por fase, es decir, cada grupo estará formado por tres reguladores.

La potencia nominal del regulador es de 6000W, pudiendo en cortos rangos de tiempo llegar a los 8000W. Sabiendo la potencia de cada uno y la máxima transferida de las placas a las baterías, calcularemos la potencia por grupo de reguladores y el número de reguladores y grupos.

$$\begin{aligned} \text{Potencia grupo regulador} &= \text{Pot. regulador} * \text{Reguladores por grupo} \\ &= 6kW * 3 \text{ unidades} = 18kW. \end{aligned}$$

$$\text{Numero de grupos} = \frac{\text{Pot. max. transferida}}{\text{Pot. grupo regulador}} = \frac{171,5 \text{ kW}}{18 \text{ kW}} = 9,5 \text{ grupos.}$$

$$\text{Numero de reguladores} = \frac{\text{Pot. max. transferida}}{\text{Pot. regulador}} = \frac{171,5 \text{ kW}}{6 \text{ kW}} = 28,6 \text{ grupos.}$$

Debido a que las agrupaciones de reguladores tienen que ser de tres en tres, redondearemos el número de reguladores a 27 unidades, siendo 9 grupos. Ya que es poco probable que las placas puedan producir el 100% y aún más, el cálculo está basado en uno de los días más desfavorables del año.

Si esto ocurriera, como hemos dicho anteriormente, estos reguladores pueden llegar a una potencia nominal de 8000W, pudiendo permitir hasta 216kW transferidos de las placas a las baterías.

## 7.7. Cálculo de las baterías

Debido a que nuestro estudio se basa en una instalación aislada, es indispensable la utilización de las baterías para poder almacenar la energía generada por los módulos fotovoltaicos. Y de esta forma, poder tener una reserva de energía en las horas en las que los módulos no puedan producir energía por causas climáticas.

Para comenzar el cálculo, lo primero será sumar todas las potencias que se producen en las placas solares en cada hora de sol y se almacena en las placas.

Hora	Demanda	Generado	Energía almacenada
0:00	12,5	0	-12,5
01:00	12,5	0	-12,5
02:00	12,5	0	-12,5
03:00	12,5	0	-12,5
04:00	12,5	0	-12,5
05:00	12,5	0	-12,5
06:00	10,0	5,57	-4,4
07:00	17,5	22,75	5,2
08:00	40,0	66,07	26,1
09:00	45,0	117,37	72,4
10:00	42,5	165,53	123,0
11:00	57,5	203,28	145,8
12:00	55,0	226,51	171,5
13:00	62,5	233,05	170,5
14:00	55,0	222,40	167,4
15:00	57,5	195,05	137,6
16:00	52,5	154,15	101,7
17:00	52,5	104,54	52,0
18:00	35,0	53,97	19,0
19:00	27,5	15,00	-12,5
20:00	22,5	2,42	-20,1
21:00	15,0	0	-15,0
22:00	15,0	0	-15,0
23:00	15,0	0	-15,0

Tabla 22: Comportamiento de las baterías

Esta energía almacenada será la resta entre la energía producida por las placas y la energía demandada por la industria. En los casos en los que la potencia es negativa, se trata de las horas donde no hay producción de energía por parte de las placas (noche y madrugada) o bien la irradiación no es suficiente como para cubrir la demanda (primeras y últimas horas de sol).

La energía almacenada total será la suma de las potencias positivas que se encuentran dentro del recuadro, siendo 1192,16 kW.

El siguiente paso será sobredimensionar esta energía, de esta forma, dispondremos de la cantidad de kW de batería para que toda la energía que se almacene pueda abastecer las horas sin sol.

$$\text{Cantidad de kW en baterías} = 1192,16 * 1,55 = 1848 \text{ kW.}$$

Una vez realizado el cálculo debe cumplir la siguiente condición:

$$\text{Potencia pico almacenada} < 20\% \text{ Cantidad de kW en baterías}$$

$$171,5 \text{ kW} < 369,6 \text{ kW}$$

ES CORRECTO

La elección de este porcentaje (20%) viene determinado por el índice de descarga de las baterías elegida, siendo un C20.

A continuación, pasaremos la cantidad de energía en baterías de kW a Ah, a través de la tensión de la instalación, siendo 48V:

$$\text{Cantidad de Ah en baterías} = \frac{\text{Cantidad de kW en baterías}}{\text{Tensión instalación}} = \frac{1848kW}{48V} = 38,5 \text{ KAh}$$

Como ya sabemos el número de grupos de reguladores, podemos obtener los Ah necesarios por grupo, y a su vez, la cantidad de baterías.

$$\text{Potencia por grupo (Ah)} = \frac{\text{Cantidad de Ah en baterías}}{\text{Numero de grupos}} = \frac{38,5 \text{ kAh}}{9 \text{ grupos}} = 4,28 \text{ kAh.}$$

La batería elegida es de la marca BAE, modelo 12 PVS 1800, eligiendo un índice C20, ésta es capaz de suministrar 1,486 KAh. La tensión con la que trabaja es de 2V. Al tener la instalación a 48V, tendremos que asociar 24 baterías en paralelo, para poder producir los Ah necesarios por fase y los 48V. Triplicando el número de baterías de cada fase conseguimos el número totales de baterías por grupo (72 baterías), siendo el total de la instalación:

$$\text{Numero de baterías en la instalación} = 72 \frac{\text{baterías}}{\text{grupo}} * 9 \text{ grupos} = 648 \text{ baterías.}$$

## 7.8. Distancia mínima entre placas

Para la colocación de los paneles fotovoltaicos en el tejado de la industria, utilizaremos unas estructuras de aluminio con tornillería en acero inoxidable, especializada en darle a la placa la sujeción e inclinación idónea.

En nuestro caso se han elegido una serie de modelos las cuales están preparados para una inclinación de 30°, de esta forma la radiación calculada será lo más exacta posible.

Por último, tendremos que calcular la distancia mínima entre placas y así evitar la creación de sombras entre unas placas y otras.

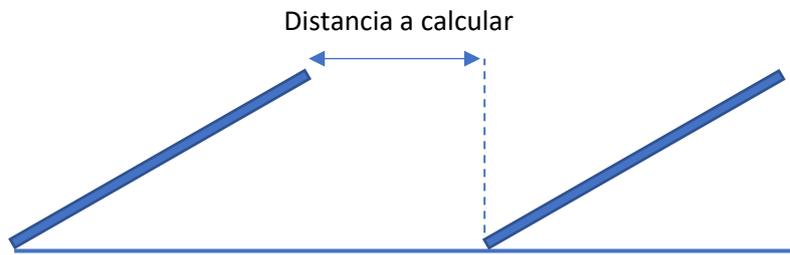


Figura 19: Distancia entre placas 1

Para poder calcular esta distancia tendremos que tener en cuenta el punto más desfavorable del sol, es decir, momento del año donde se produce mayor sombra.

Este momento tiene lugar en el solsticio de invierno (21 de diciembre) momento en el que el sol se encuentra más bajo y produce una mayor sombra.

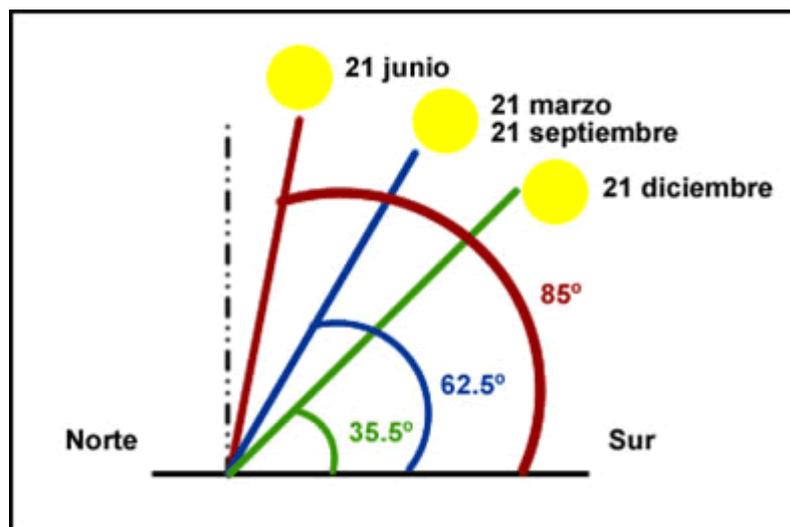


Figura 20: Distancia entre placas 2

En esta fecha, el sol se encuentra a  $35,5^\circ$  sobre el eje horizontal, sabiendo tanto este ángulo de inclinación, como el de las placas y sus dimensiones (1,987m x 0,992m x 0,04m) podremos calcular con ayuda de la trigonometría la distancia mínima.

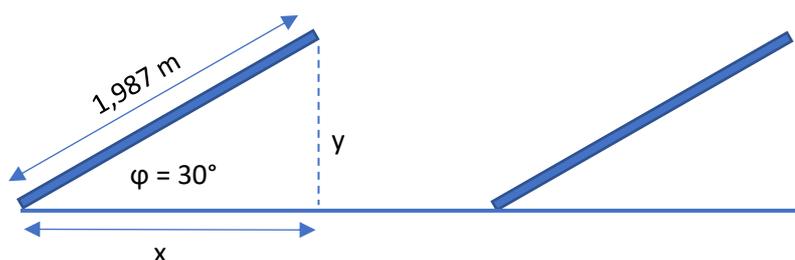


Figura 21: Distancia entre placas 3

$$\text{Cos}(30^\circ) = \frac{x}{1,987} \rightarrow x = \text{Cos}(30^\circ) * 1,987 = 1,72\text{m}$$

$$\text{Sen}(30^\circ) = \frac{y}{1,987} \rightarrow y = \text{Sen}(30^\circ) * 1,987 = 0,9935\text{m}$$

Mediante las funciones trigonométricas del coseno y del seno, hemos podido obtener lo que ocupará la placa a lo largo  $x=1,72\text{m}$  y a lo alto  $y=0,9935\text{m}$ . A continuación, se calculará la distancia mínima.

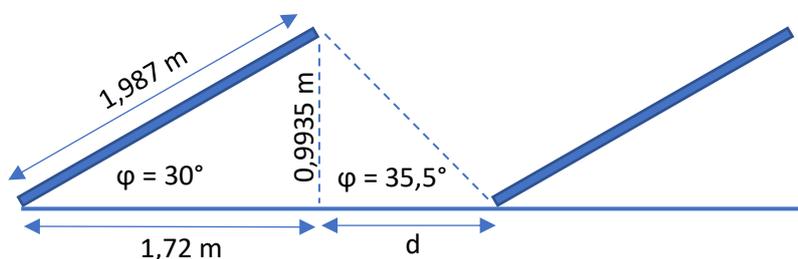


Figura 22: Distancia entre placas 4

$$\text{Tan}(35,5^\circ) = \frac{0,9935}{d} \rightarrow d = \frac{0,9935}{\text{Tan}(35,5^\circ)} = 1,393\text{m}$$

A través de la función trigonométrica de la tangente se ha obtenido la distancia mínima entre placas, siendo 1,393m. Valor a tener en cuenta cuando se lleve a cabo la distribución de las placas sobre el tejado.

## 7.9. Cálculo del Multicluster.

Dentro de la configuración de nuestra instalación, en concreto, en la distribución de los reguladores de carga existen 3 tipos: sistema sencillo (un único Sunny Island), sistema clúster (con 3 Sunny Island, uno por fase) y el sistema multiclúster (sistema con varios clústeres trifásicos).

Como ya sabemos, nuestra instalación es trifásica y está formada por más de 3 reguladores, por lo que nos lleva a instalar el sistema multicluster. El modelo de multicluster de la marca SMA elegido es el Multicluster-Box 36.

A continuación, se explicará las pautas a seguir para su elección:

- El número de Sunny Island calculados a conectar es de 27 unidades, este modelo admite hasta 36 (se usarán 9 de los 12 clústeres). Cada uno compuesto por 3 inversores Sunny Island, conectados en paralelo en el lado de CC.
- En la parte donde conectamos el grupo electrógeno, la potencia máxima que admite son 300kW, siendo el grupo elegido de menos potencia, 83kW.
- Y por último en la parte de conexión a los generadores fotovoltaicos, la potencia máxima que admite es de 360 kW, siendo la potencia instalada en placas de 242,88 kW.

De esta forma podemos asegurar que las características y dimensiones son idóneas para nuestra instalación.

## 7.10. Cálculo del grupo electrógeno

Para poder aportar la energía demandada por la industria en los momentos en los que las baterías estén al mínimo de carga, debido a varios días nublados consecutivos, tendremos que dimensionar un grupo electrógeno.

Hora	Demanda	Hora	Demanda
0:00	12,5	12:00	55,0
01:00	12,5	13:00	62,5
02:00	12,5	14:00	55,0
03:00	12,5	15:00	57,5
04:00	12,5	16:00	52,5
05:00	12,5	17:00	52,5
06:00	10,0	18:00	35,0
07:00	17,5	19:00	27,5
08:00	40,0	20:00	22,5
09:00	45,0	21:00	15,0
10:00	42,5	22:00	15,0
11:00	57,5	23:00	15,0

Tabla 23: Demanda de la industria

Tal y como podemos apreciar en la tabla, se muestran los consumos de la industria en estudio. Debido a que se trata del día más desfavorable con mayor consumo, escogeremos la potencia pico para dimensionar dicho grupo electrógeno. Sobre las 13:00h se produce dicho pico, con 62,5 kW de potencia demandada.

De esta forma, para poder cubrir esta potencia, seleccionaremos un grupo con una potencia igual o superior. El elegido es de la marca Dagartech, modelo BGPS 85 ME, capaz de suministrar 83kW conectado en trifásica, potencia superior al pico demandado.

### 7.11. Cálculo del cableado.

Para llevar a cabo el conexionado de todas las partes ya seleccionadas, nos regiremos en función de varios documentos, entre ellos el Reglamento Eléctrico para Baja Tensión y el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE específico para instalaciones fotovoltaicas aisladas de red.

La selección del cableado y su dimensionamiento consistirá en averiguar el tipo de cable y la sección a instalar, siguiendo las pautas del más restrictivo de los siguientes criterios:

- Caída de Tensión Máxima, éste hace referencia a la caída de tensión (c.d.t.) admisible en un tramo concreto, debida a la resistencia parásita del cable y que provoca pérdidas en la potencia transmitida, por lo que deberá ser lo menor posible.
- Térmico, el cual está relacionado con la corriente máxima admisible.

Estos dos criterios están basados en el calor generado por el cable a causa del efecto Joule, dicho calor nunca deberá superar el límite máximo que soporta el cable, eligiendo de esta forma la sección mayor resultante, entre los dos criterios.

A la hora de establecer el límite de c.d.t. máxima en cada tramo de la instalación, se utilizarán los criterios que establece el IDAE y las ITC's del REBT, ambos combinados. De esta forma se obtiene un máximo del 1,5% de c.d.t. para el cableado de continua.

- ❖ Tramo 1: incluye el cableado desde los módulos solares hasta los cuadros de CC. Se establece un límite del 1,2% de c.d.t. máxima.
- ❖ Tramo 2: incluye el cableado desde los cuadros de CC hasta los inversores. En éste se establece el 0,3% restantes al anterior.
- ❖ Tramo 3: incluye el cableado desde las bateras hasta los reguladores de carga. En este se establece un 1,5% de c.d.t. máxima.

En cuanto a la parte de corriente alterna se establece un límite idéntico, 1,5% de c.d.t. máxima, dividiendo los tramos de la siguiente forma:

- ❖ Tramo 4: incluye el cableado que une los inversores con el multicluster. Estableciendo un 1,5% de c.d.t. máxima.

- ❖ Tramo 5: incluye el cableado que une los reguladores con el multicluster. Estableciendo un 1,5% de c.d.t. máxima.
- ❖ Tramo 6: incluye el cableado que une el grupo electrógeno y el multicluster. Estableciendo un 1,5% de c.d.t. máxima.
- ❖ Tramo 7: incluye el cableado que une el multicluster y la industria. Estableciendo un 1,5% de c.d.t. máxima.

### 7.11.1. Cálculo del cableado de continua.

#### 7.11.1.1. Tramo 1: Módulos fotovoltaicos → cuadro de continua (Strings).

Este tramo de cableado incluye el cable entre módulos fotovoltaicos, así como el que se instala desde el final de cada rama hasta el cuadro de conexiones de CC.

Para conectar el cableado entre los módulos que constituyen un mismo string, se empleará el conector rápido MC que llevan incorporado, de longitud 1.100 mm y 4 mm de sección.

Se procede a dimensionar su sección en base a los dos criterios expuestos anteriormente.

#### Criterio de c.d.t. máxima

Una vez realizado el diseño de la instalación y así poder obtener las longitudes de cada tramo, el criterio de c.d.t. máxima nos permitirá obtener la sección mínima de cable para no superar dicha c.d.t., en este caso 1,2%:

La expresión que nos permitirá obtener esta sección para cada string es la siguiente:

$$S_{string} = \frac{2 * L_{STRING} * I_{PLACA}}{\frac{\Delta V_{STRING}(\%)}{100} * \sigma(T^{o}max) * V_{STRING}}$$

Donde:

- $L_{STRING}$ : longitud que abarca desde la última placa de la rama hasta el cuadro de CC.
- $I_{PLACA}$ : intensidad máxima del string. Su valor corresponde con la intensidad que circula por placa fotovoltaica. En condiciones normales (1000 W/m<sup>2</sup> y 25 °C).  $I_{MOD MP STC}=8,96$  A.

- $\Delta V_{\text{STRING}}$ : caída de tensión máxima según el criterio de cálculo (valor porcentual).
- $\sigma (T^{\circ}\text{max})$ : conductividad del cobre a una temperatura máxima. Se tomará su valor para una temperatura de 90°C.  $\sigma (T_{\text{MAX}})=45,49 \Omega^{-1}\cdot\text{m}/\text{mm}^2$ .
- $V_{\text{STRING}}$ : tensión de la rama. Se obtiene multiplicando el número de módulos conectado en serie en un string (16 módulos) por la tensión del módulo en el punto de máxima potencia (bajo condiciones estándar de irradiancia y temperatura 38,5V).  $V_{\text{STRING}}=616\text{V}$ .

En la siguiente tabla se mostrarán los datos y resultado para los 44 strings. Cada uno con sus parámetros de cálculo y secciones mínimas.

	Strings	Tensión (V)	Long. (m)	$\sigma (\Omega^{-1}\cdot\text{m}/\text{mm}^2)$	Inten. (A)	C.d.t máx. (%)	Sección (mm <sup>2</sup> )	S <sub>mín</sub> (mm <sup>2</sup> )	C.d.t Sección empleada (%)
INVERSOR 1	S1.1	616	37	45,49	8,96	1,2	4	2,0	0,6
	S1.2	616	33,5	45,49	8,96	1,2	4	1,8	0,5
	S1.3	616	30	45,49	8,96	1,2	4	1,6	0,5
	S1.4	616	26	45,49	8,96	1,2	4	1,4	0,4
	S1.5	616	22	45,49	8,96	1,2	4	1,2	0,4
	S1.6	616	18	45,49	8,96	1,2	4	1,0	0,3
	S1.7	616	20	45,49	8,96	1,2	4	1,1	0,3
	S1.8	616	24	45,49	8,96	1,2	4	1,3	0,4
	S1.9	616	28	45,49	8,96	1,2	4	1,5	0,4
	S1.10	616	32	45,49	8,96	1,2	4	1,7	0,5
	S1.11	616	36	45,49	8,96	1,2	4	1,9	0,6
INVERSOR 2	S2.1	616	47	45,49	8,96	1,2	4	2,5	0,8
	S2.2	616	40	45,49	8,96	1,2	4	2,1	0,6
	S2.3	616	32,5	45,49	8,96	1,2	4	1,7	0,5
	S2.4	616	25	45,49	8,96	1,2	4	1,3	0,4
	S2.5	616	17	45,49	8,96	1,2	4	0,9	0,3
	S2.6	616	10,5	45,49	8,96	1,2	4	0,6	0,2
	S2.7	616	18	45,49	8,96	1,2	4	1,0	0,3
	S2.8	616	56,5	45,49	8,96	1,2	4	3,0	0,9
	S2.9	616	60,5	45,49	8,96	1,2	4	3,2	1,0
	S2.10	616	65	45,49	8,96	1,2	4	3,5	1,0
	S2.11	616	70	45,49	8,96	1,2	4	3,7	1,1

	Strings	Tensión (V)	Longitud (m)	$\sigma$ ( $\Omega^{-1} \cdot m/mm^2$ )	Intensidad (A)	C.d.t máx. (%)	Sección ( $mm^2$ )	$S_{mín}$ ( $mm^2$ )	C.d.t Sección empleada (%)
INVERSOR 3	S3.1	616	38	45,49	8,96	1,2	4	2,0	0,6
	S3.2	616	34	45,49	8,96	1,2	4	1,8	0,5
	S3.3	616	30	45,49	8,96	1,2	4	1,6	0,5
	S3.4	616	26	45,49	8,96	1,2	4	1,4	0,4
	S3.5	616	22	45,49	8,96	1,2	4	1,2	0,4
	S3.6	616	18	45,49	8,96	1,2	4	1,0	0,3
	S3.7	616	20	45,49	8,96	1,2	4	1,1	0,3
	S3.8	616	23,5	45,49	8,96	1,2	4	1,3	0,4
	S3.9	616	27,5	45,49	8,96	1,2	4	1,5	0,4
	S3.10	616	31,5	45,49	8,96	1,2	4	1,7	0,5
	S3.11	616	35	45,49	8,96	1,2	4	1,9	0,6
INVERSOR 4	S4.1	616	38,5	45,49	8,96	1,2	4	2,1	0,6
	S4.2	616	31	45,49	8,96	1,2	4	1,7	0,5
	S4.3	616	23,5	45,49	8,96	1,2	4	1,3	0,4
	S4.4	616	16	45,49	8,96	1,2	4	0,9	0,3
	S4.5	616	11	45,49	8,96	1,2	4	0,6	0,2
	S4.6	616	19	45,49	8,96	1,2	4	1,0	0,3
	S4.7	616	31	45,49	8,96	1,2	4	1,7	0,5
	S4.8	616	41	45,49	8,96	1,2	4	2,2	0,7
	S4.9	616	38	45,49	8,96	1,2	4	2,0	0,6
	S4.10	616	61,5	45,49	8,96	1,2	4	3,3	1,0
	S4.11	616	63	45,49	8,96	1,2	4	3,4	1,0

Tabla 24: Variables del criterio de c.d.t. de los strings

Tal y como se aprecia en la tabla calculada, se ha obtenido una sección mínima comercial para cada rama de  $4mm^2$ .

### Criterio Térmico

A través de este criterio, se consigue un dimensionamiento de la sección cableado, de tal forma, que su intensidad máxima admisible supere en un 25% a la corriente máxima que pueda llegar a circular por el tramo calculado.

En la Tabla A.3 de la norma UNE-EN 50618 de 2015 (“Tabla 25”), se recogen las intensidades máximas admisibles en cableado fotovoltaico de CC, en función de la sección. Podremos aplicar esta tabla para el cálculo de las secciones de cada string.

El cable elegido, por su sección, presentará una intensidad máxima admisible que cumpla la siguiente condición:

$$I_{CABLE\ STRING} \geq 1,25 \cdot I_{MAX.\ MODULO}$$

Donde  $I_{MAX.MODULO}$  es la corriente máxima que puede circular por un string, corresponde a la corriente de cortocircuito del modulo fotovoltaico en condiciones normales. Para el panel elegido su valor es de 9,28 A. De esta forma la corriente máxima del cable será:

$$I_{CABLE\ STRING} \geq 1,25 \cdot 9,28 = 11,6\ A$$

Sección nominal  mm <sup>2</sup>	Intensidad máxima admisible de acuerdo con el método de instalación		
	Un único cable al aire libre A	Un único cable sobre una superficie A	Dos cables cargados en contacto, sobre una superficie A
1,5	30	29	24
2,5	41	39	33
4	55	52	44
6	70	67	57
10	98	93	79
16	132	125	107
25	176	167	142
35	218	207	176
50	276	262	221
70	347	330	278
95	416	395	333
120	488	464	390
150	566	538	453
185	644	612	515
240	775	736	620

Temperatura ambiente: 60 °C (Para otras temperaturas ambiente véase tabla A.4).  
Temperatura máxima del conductor: 120 °C.

NOTA El periodo de utilización previsto a una temperatura máxima del conductor de 120 °C y una temperatura ambiente máxima de 90 °C es de 20 000 h.

Tabla 25: Intensidad máxima admisible de los cables fotovoltaicos

A través de la tabla obtenemos la intensidad máxima admisible en función de la sección del cable, 52 A.

No obstante, ésta debe ser corregida ya que no se han tenido en cuenta dos factores para su obtención, el factor de corrección que relaciona la agrupación de varios cables y la temperatura de trabajo del cable. A continuación, se mostrará la expresión:

$$I_z = K1 \cdot K2 \cdot I_0$$

Donde:

- $I_z$ : la corriente máxima admisible por el cable.
- $I_0$ : la corriente máxima admisible en el conductor a 60°C, valor extraído de la anterior tabla.
- $K_1$ : es el factor de corrección para cables agrupados sobre una superficie. Estos valores están recogidos en la tabla B.52.27 de la norma UNE HD 603064-5-52 en función del número de circuitos o cables multipolares de la instalación. En nuestro caso se elige el tramo final antes del cuadro de conexiones donde se agrupan las 16 ramas.
- $K_2$ : es el coeficiente de corrección por temperatura de operación distinta a 60°C. En el criterio de cálculo de sección por c.d.t. máxima admisible, se ha considerado una temperatura máxima de 90 °C, por lo que el valor de este factor para ese rango de operación, según la Tabla A.4 de UNE-EN 50618, es de 0,75.

Temperatura ambiente °C	Factor de conversión
Hasta 60	1,00
70	0,92
80	0,84
90	0,75

Tabla 26: Factor de conversión de la intensidad admisible para las diferentes T. ° ambientes

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 a F

Tabla 27: 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

Una vez obtenidos las variables, obtenemos:

$$I_z = 0,75 \cdot 0,38 \cdot 52 = 14,82 \text{ A}$$

Este valor de intensidad calculado es superior a la intensidad máxima admisible obtenida anteriormente, 11'6 A.

Por lo que podemos afirmar que tanto por el criterio de c.d.t. como por éste, es correcta la utilización de una sección de 4mm para el cableado de los strings.

Se utilizará cable unipolar de cobre con aislamiento y cubierta sobre bandeja.

*7.11.1.2. Tramo 2: Cuadros de continua → inversores.*

En este segundo tramo del cableado de CC, calcularemos la sección del conductor que conecta el cuadro de continua y el inversor de la misma forma que el primer tramo.

**Criterio de c.d.t. máxima**

El planteamiento de la ecuación para dimensionar la sección es muy similar a la anterior, solo que en esta ocasión tenemos que tener en cuenta la intensidad de los 4 grupos de 11 strings que se conectarán a cada uno de los inversores. Cuya expresión es:

$$S_{CUADRO-INV.} = \frac{2 \cdot L_{CUADRO-INV.} \cdot I_{PLACA} \cdot N_{STRING}}{\frac{\Delta V_{STRING}(\%) \cdot \sigma(T^{\circ}max)}{100} \cdot V_{STRING}}$$

Donde:

- $L_{STRING}$ : esta longitud abarca desde la salida del cuadro de CC hasta el inversor.
- $I_{PLACA}$ : es la intensidad máxima del string. Su valor corresponde con la intensidad que circula por placa fotovoltaica. En condiciones normales (1000 W/m<sup>2</sup> y 25 °C).
- $N_{STRING}$ : es el número de strings que se conectan en paralelo al cuadro de CC.
- $\Delta V_{STRING}$ : caída de tensión máxima según el criterio de cálculo (valor porcentual).
- $\sigma (T^{\circ}max)$ : 45,49 Ω<sup>-1</sup>·m/mm<sup>2</sup>.
- $V_{STRING}$ : 16 módulos \* 38,5V = 616V.

En la siguiente tabla se mostrarán los valores para cada variable y el resultado de la sección mínima admisible según el criterio de c.d.t:

Tramo 2	Tensión (V)	Longitud (m)	$\sigma$ ( $\Omega \cdot m/mm^2$ )	$N_{STRINGS}$	Inten. (A)	C.d.t máx. (%)	Sección( $mm^2$ )	$S_{min}$ ( $mm^2$ )	C.d.t Sección empleada (%)
Cuadro 1 - Inversor 1	616	45	45,49	11	8,96	0,3	120	105,5	0,26
Cuadro 2 - Inversor 2	616	60	45,49	11	8,96	0,3	150	140,7	0,28
Cuadro 3 - Inversor 3	616	45	45,49	11	8,96	0,3	120	105,5	0,26
Cuadro 4 - Inversor 4	616	50	45,49	11	8,96	0,3	120	117,2	0,29

Tabla 28: Variables del criterio de c.d.t. del tramo 2

Se obtiene una sección comercial de  $120mm^2$  para los tramos cuadro-inversor 1, 3 y 4. Y una sección de  $150mm^2$  para el tramo cuadro-inversor 2. A través de la "Tabla 25" podemos comprobar que la intensidad máxima admisible sería de 464 A para la sección de  $120mm^2$  y 538 A para la sección de  $150mm^2$ .

### Criterio térmico

Siguiendo la metodología del anterior tramo, establece que el cableado de éste tendrá que soportar una corriente de:

$$I_{CUADRO-INV.} \geq 1,25 \cdot I_{CUADRO-INV. MAX}$$

Sabiendo que la  $I_{CUADRO-INV. MAX}$  es el resultado del producto entre el número de strings conectados en paralelo en el cuadro de CC por la corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico. De esta forma obtenemos la corriente en las condiciones más desfavorables. Siendo:

$$I_{CUADRO-INV. MAX} = 11 \cdot 9,28 = 102,08 A$$

Por lo tanto, la corriente máxima admisible en el tipo de conductor seleccionado tendrá que cumplir que:

$$I_{CUADRO-INV.} \geq 1,25 \cdot 102,08 = 127,6 A$$

Este tramo se instalará bajo tubo de PVC, tanto en el tramo sobre la cubierta del edificio como en el de conexión hasta el inversor con conductor de Cu de  $120mm^2$  y  $150mm^2$  y aislamiento XLPE.

7.11.1.3. Tramo 3: Baterías → Regulador de carga.

En este último tramo del cableado de CC, calcularemos la sección del conductor que conecta el cada grupo de baterías con su regulador de carga.

**Criterio de c.d.t. máxima**

El planteamiento de la ecuación para dimensionar la sección es muy similar a la anterior, solo que en esta ocasión tenemos que tener en cuenta el voltaje de la instalación de las baterías, 48V.

Cuya expresión es:

$$S_{REGUL.-BATER.} = \frac{2 \cdot L_{REGUL.-BATER.} \cdot I_{CARGA\ MAX.}}{\frac{\Delta V_{REGUL.-BATER.}(\%) \cdot \sigma(T^{\circ}max)}{100} \cdot V_{BATERÍAS}}$$

Donde:

- $L_{REGUL.-BATER.}$ : esta longitud abarca desde la salida del regulador de carga hasta la batería.
- $I_{CARGA\ MÁX.}$ : es la intensidad máxima de carga del regulador de carga.
- $\Delta V_{REGUL.-BATER.}$ : caída de tensión máxima según el criterio de cálculo (valor porcentual).
- $\sigma(T^{\circ}max)$ :  $45,49\ \Omega^{-1}\cdot m/mm^2$ .
- $V_{BATERIAS}$ : es la tensión de trabajo de cada grupo de baterías (48V).

En la siguiente tabla se mostrarán los valores para cada variable y el resultado de la sección mínima admisible según el criterio de c.d.t:

Tensión (V)	Longitud (m)	$\sigma\ (\Omega^{-1}\cdot m/mm^2)$	Intensidad (A)	C.d.t máx. (%)	Sección (mm <sup>2</sup> )	$S_{min}$ (mm <sup>2</sup> )	C.d.t Sección empleada (%)
48	2	45,49	140	1,5	25	17,1	1,0

Tabla 29: Variables del criterio de c.d.t. del tramo 3

Se obtiene una sección comercial de 25mm<sup>2</sup> para el cableado que une el regulador y las baterías.

**Criterio térmico**

Siguiendo la metodología del anterior tramo, establece que el cableado que conecta el regulador de carga y las baterías tendrá que soportar una corriente de:

$$I_{REGUL.-BATER.} \geq 1,25 \cdot I_{REGUL.-BATER. MAX}$$

Siendo:

$$I_{REGUL.-BATER.} \geq 1,25 \cdot 140 = 175 A$$

La instalación se llevará cabo sin tubo ni canaleta en el interior del edificio, por tanto, el método de instalación a utilizar será el de tipo "C". Por lo que utilizaremos la tabla B.52.3 de la Norma UNE HD 60364-5-52:2011.

Sección nominal del conductor mm <sup>2</sup>	Método de instalación de la tabla B.52.1						
	A1	A2	B1	B2	C	D	D1
	2	3	4	5	6	7	8
<b>Cobre</b>							
1,5	19	18,5	23	22	24	25	27
2,5	26	25	31	30	33	33	35
4	35	33	42	40	45	43	46
6	45	42	54	51	58	53	58
10	61	57	75	69	80	71	77
16	81	76	100	91	107	91	100
25	106	99	133	119	138	116	129
35	131	121	164	146	171	139	155
50	158	145	198	175	209	164	183
70	200	183	253	221	269	203	225
95	241	220	306	265	328	239	270
120	278	253	354	305	382	271	306
150	318	290	393	334	441	306	343
185	362	329	449	384	506	343	387
240	424	386	528	459	599	395	448
300	486	442	603	532	693	446	502

Tabla 30: Corrientes admisibles

A través de la tabla filtramos los 175 A obteniendo una sección de 50mm<sup>2</sup> capaz de soportar una intensidad de 209 A. Tal y como vemos este criterio es más desfavorable que el de c.d.t. máxima.

En resumen, el cable a utilizar en el tramo 3, será conductor de Cu, con una sección de 50mm<sup>2</sup> y cubierta de XLPE.

La interconexión de las baterías dentro de cada grupo se realizará con el mismo tipo de cable, sección y cubierta.

### 7.11.2. Cálculo cableado de alterna.

#### 7.11.2.1. Tramo 4: Inversores → Multicluster.

En este tramo realizaremos los cálculos que conecta cada inversor con el multicluster. Este discurrirá bajo tubo y en montaje superficial en interior del edificio, cuyo método de instalación corresponde al tipo B según la norma ITC-BT-19. Para dimensionar este tramo lo llevaremos a cabo a través de dos criterios, tal y como hemos realizado anteriormente.

#### Criterio de c.d.t. máxima

A través de una expresión similar a la de CC, nos permitirá calcular la sección mínima para asegurar que la caída de tensión en el cableado no supere la máxima. En el caso de ser una red trifásica la expresión es:

$$S_{INV. - MULTIC.} = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{INV. - MULTIC.} \cdot I_{INV. CA} \cdot \cos\varphi}{\frac{\Delta V_{INV.-MULTI.}(\%)}{100} \cdot \sigma(T^{\circ}max) \cdot V_{LÍNEA}}$$

Donde:

- $L_{INV. - MULTIC.}$ : esta longitud abarca desde la salida del inversor al multicluster.
- $I_{INV. CA}$ : es la intensidad nominal de salida del inversor.
- $\cos\varphi$ : factor de potencia.
- $\Delta V_{INV.-MULTI.}$ : caída de tensión máxima según el criterio de cálculo (valor porcentual).
- $\sigma(T^{\circ}max)$ :  $45,49 \Omega^{-1} \cdot m/mm^2$ .
- $V_{LÍNEA}$ : tensión entre fases que conecta el inversor con el multicluster.

En la siguiente tabla se mostrarán los valores para cada variable y el resultado de la sección mínima admisible según el criterio de c.d.t:

	Tensión (V)	Longitud (m)	$\sigma$ ( $\Omega \cdot m/mm^2$ )	Intensidad (A)	Cos $\varphi$	C.d.t máx. (%)	Sección ( $mm^2$ )	$S_{\min.}$ ( $mm^2$ )	C.d.t Sección empleada (%)
Inversor 1 - Multicluster	400	3	45,49	109	1	1,5	35	2,1	0,1
Inversor 2 - Multicluster	400	4	45,49	109	1	1,5	35	2,8	0,1
Inversor 3 - Multicluster	400	6	45,49	109	1	1,5	35	4,2	0,2
Inversor 4 - Multicluster	400	7	45,49	109	1	1,5	35	4,8	0,2

Tabla 31: Variables del criterio de c.d.t. del tramo 4

Se obtiene una sección comercial de  $4mm^2$  para la los inversores 1 y 2. Y una sección de  $6mm^2$  para los inversores 3 y 4. Según el manual de instalación del inversor de SMA, estipula que la sección mínima será de  $35mm^2$ , por lo que el cálculo se realizará con dicha sección, obteniendo una c.d.t. de 0,2 y 0,1.

A través de la “Tabla 32” podemos comprobar que la intensidad máxima admisible sería de 131 A.

### Criterio térmico

Según la ITC-BT-40, el cable tendrá que soportar una intensidad de:

$$I_{CABLE\ INV-MULTI.} \geq 1,25 \cdot I_{INV. CA}$$

Dando valores a las variables queda:

$$I_{CABLE\ INV-MULTI.} \geq 1,25 \cdot 109 = 136,25 A$$

Una vez averiguada la intensidad que debe soportar el cable, tendremos que extraer la sección adecuada de la siguiente tabla:

A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR				
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
B		Conductores aislados en tubos <sup>9)</sup> en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
B2		Cables multiconductores en tubos <sup>9)</sup> en montaje superficial o empotrados en obra			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared <sup>9)</sup>					3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
E		Cables multiconductores al aire libre <sup>9)</sup> Distancia a la pared no inferior a 0.3D <sup>9)</sup>						3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR	
F		Cables unipolares en contacto mutuo <sup>9)</sup> Distancia a la pared no inferior a D <sup>9)</sup>						3x PVC			3x XLPE o EPR <sup>1)</sup>	
G		Cables unipolares separados mínimo D <sup>9)</sup>								3x PVC <sup>1)</sup>		3x XLPE o EPR
Cobre	mm <sup>2</sup>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-
	4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
	6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-
	10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
	16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-
	25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
	35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206
	50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250
	70				149	160	171	188	202	224	244	321
	95				180	194	207	230	245	271	296	391
	120				208	225	240	267	284	314	348	455
150				236	260	278	310	338	363	404	525	
185				268	297	317	354	386	415	464	601	
240				315	350	374	419	455	490	552	711	
300				360	404	423	484	524	565	640	821	

Tabla 32: Intensidades admisibles con temperatura en el aire de 40°C (ITC-BT-19)

La sección mínima que debe soportar los 136,25 A es de 50mm<sup>2</sup>, significa que el criterio térmico es bastante más restrictivo, es decir, prevalecerá este sobre el de c.d.t. máxima admisible.

El montaje se llevará a cabo con conductor de Cu, aislamiento XLPE y bajo tubo

A la hora de seleccionar la sección del conductor de protección, nos guiaremos por la siguiente tabla:

Secciones de los conductores de fase o polares de la instalación (mm <sup>2</sup> )	Secciones mínimas de los conductores de protección (mm <sup>2</sup> )
S ≤ 16	S (*)
16 < S ≤ 35	16
S > 35	S/2

Tabla 33: Sección mínima del neutro en función de la sección del conductor de fase (ITC-BT-19)

Sabiendo que la sección de las fases y del neutro es de 50mm<sup>2</sup>, filtramos a través de la tabla, obteniendo una sección del conductor de protección de 50/2 = 25mm<sup>2</sup>

7.11.2.2. Tramo 5: Regulador → Multicluster

En este tramo realizaremos los cálculos que conecta cada regulador con el multicluster. Este discurrirá bajo tubo y en montaje superficial en interior del edificio, cuyo método de instalación corresponde al tipo B según la norma ITC-BT-19. Para dimensionar este tramo lo llevaremos a cabo a través de dos criterios, tal y como hemos realizado anteriormente.

**Criterio de c.d.t. máxima**

A través de la misma expresión utilizada en el apartado anterior obtendremos la sección mínima admisible para asegurar que la caída de tensión en el cableado no supere la máxima. Siendo:

$$S_{INV. - MULTIC.} = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{INV. - MULTIC.} \cdot I_{INV. CA} \cdot \cos\varphi}{\frac{\Delta V_{STRING}(\%)}{100} \cdot \sigma(T^{\circ}max) \cdot V_{LÍNEA}}$$

A continuación, se mostrará la tabla con los resultados para los diferentes grupos de reguladores:

	Tensión (V)	Longitud (m)	$\sigma$ ( $\Omega^{-1} \cdot m/mm^2$ )	Intensidad (A)	Cos $\varphi$	C.d.t. máx. (%)	Sección (mm <sup>2</sup> )	S <sub>min</sub> (mm <sup>2</sup> )	C.d.t. Sección empleada (%)
REGULADORES GRUPO 1	400	3	45,49	50	1	1,5	4	1,0	0,4
REGULADORES GRUPO 2	400	5	45,49	50	1	1,5	4	1,6	0,6
REGULADORES GRUPO 3	400	7	45,49	50	1	1,5	4	2,2	0,8
REGULADORES GRUPO 4	400	9	45,49	50	1	1,5	4	2,9	1,1
REGULADORES GRUPO 5	400	11	45,49	50	1	1,5	4	3,5	1,3

	Tensión (V)	Longitud (m)	$\sigma$ ( $\Omega^{-1} \cdot m/mm^2$ )	Intensidad (A)	Cos $\varphi$	C.d.t máx. (%)	Sección (mm <sup>2</sup> )	S <sub>min</sub> (mm <sup>2</sup> )	C.d.t Sección empleada (%)
REGULADORES GRUPO 6	400	13	45,49	50	1	1,5	6	4,1	1,0
REGULADORES GRUPO 7	400	15	45,49	50	1	1,5	6	4,8	1,2
REGULADORES GRUPO 8	400	17	45,49	50	1	1,5	6	5,4	1,3
REGULADORES GRUPO 9	400	19	45,49	50	1	1,5	6	6,0	1,5

Tabla 34: Variables del criterio de c.d.t. del tramo 5

Se obtiene una sección comercial para los grupos de reguladores 1, 2, 3, 4 y 5 de 4mm<sup>2</sup>. Y una sección de 6mm<sup>2</sup> para los grupos 6, 7, 8 y 9.

### Criterio térmico

Según la ITC-BT-40, el cable tendrá que soportar una intensidad de:

$$I_{CABLE\ REGUL.-MULTI.} \geq 1,25 \cdot I_{REGUL. CA}$$

Dando valores a las variables queda:

$$I_{CABLE\ INV.-MULTI.} \geq 1,25 \cdot 50 = 62,5 A$$

Una vez averiguada la intensidad que debe soportar el cable, tendremos que extraer la sección adecuada de la “Tabla 32”.

La sección mínima que debe soportar los 62,5 A es de 16mm<sup>2</sup>, significa que el criterio térmico es bastante más restrictivo, es decir, prevalecerá este sobre el de c.d.t. máxima admisible.

El montaje se llevará a cabo con conductor de Cu, aislamiento XLPE y bajo tubo

A la hora de seleccionar la sección del conductor de protección, nos guiaremos por la "Tabla 33". Sabiendo que la sección de la fase y del neutro es de 16mm<sup>2</sup>, la sección del conductor de protección será de 4mm<sup>2</sup>.

### 7.11.2.3. Tramo 6: Grupo electrógeno → Multicluster

En este sexto tramo realizaremos los cálculos que conecta cada regulador con el multicluster. Este discurrirá bajo tubo enterrado, cuyo método de instalación corresponde a la norma ITC-BT-07. Para dimensionar este tramo lo llevaremos a cabo a través de dos criterios, tal y como hemos realizado anteriormente.

#### Criterio de c.d.t. máxima

A través de la misma expresión utilizada en el apartado anterior obtendremos la sección mínima admisible para asegurar que la caída de tensión en el cableado no supere la máxima. Siendo:

$$S_{INV. - MULTIC.} = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{INV. - MULTIC.} \cdot I_{INV. CA} \cdot \cos\varphi}{\frac{\Delta V_{STRING}(\%)}{100} \cdot \sigma(T^{o}max) \cdot V_{LÍNEA}}$$

A continuación, se mostrará la tabla con los resultados para los diferentes grupos de reguladores:

Tensión (V)	Longitud (m)	$\sigma$ ( $\Omega^{-1} \cdot m/mm^2$ )	Intensidad (A)	Cos $\varphi$	C.d.t. máx. (%)	Sección (mm <sup>2</sup> )	S <sub>mín</sub> (mm <sup>2</sup> )	C.d.t. Sección empleada (%)
400	10	45,49	120	1	1,5	10	7,6	1,1

Tabla 35: Variables del criterio de c.d.t. del tramo 6

Obtenemos una sección comercial de 10mm<sup>2</sup> con una caída de tensión máxima de 1,1%.

**Criterio térmico**

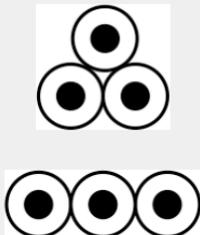
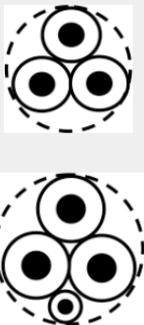
El conductor soportará una intensidad máxima según la ITC-BT-07 de:

$$I_{CABLE\ GRUPO\ ELECTR.-MULTI.} \geq 1,25 \cdot I_{GRUPO\ ELECTR. CA}$$

Dando valores a las variables queda:

$$I_{CABLE\ GRUPO\ ELECTR.-MULTI.} \geq 1,25 \cdot 120 = 150 A$$

Una vez averiguada la intensidad que debe soportar el cable, tendremos que extraer la sección adecuada de la siguiente tabla:

Sección nominal mm <sup>2</sup>	Terna de cables unipolares (1) (2)			1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
						
	Tipo de aislamiento					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	72	70	63	66	64	56
10	96	94	85	88	85	75
16	125	120	110	115	110	97
25	160	155	140	150	140	125
35	190	185	170	180	175	150
50	230	225	200	215	205	180
70	280	270	245	260	250	220
95	335	325	290	310	305	265
120	380	375	335	355	350	305
150	425	415	370	400	390	340
185	480	470	420	450	440	385
240	550	540	485	520	505	445
300	620	610	550	590	565	505
400	705	690	615	665	645	570
500	790	775	685	-	-	-
630	885	870	770	-	-	-

**Tabla 36: Intensidades máximas admisibles para conductor enterrado a 25°C**

Tal y como se aprecia la sección mínima que debe soportar los 150 A, es de 25mm<sup>2</sup>. Esto significa que el criterio térmico es más restrictivo, anulando así el criterio de c.d.t. máxima admisible.

Tendremos que tener en cuenta que estas condiciones están calculadas a 25°C. Y cabe destacar que en la zona en estudio las temperaturas del terreno pueden llegar a los 40°C.

Por lo que tendremos que adecuar la temperatura de estudio a través de la siguiente tabla de corrección:

Temperatura de servicio $\Theta_s$ (°C)	Temperatura del terreno, $\Theta_t$ , en °C									
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	
90	1.11	1.07	1.04	1	0.96	0.92	0.88	0.83	0.78	
70	1.15	1.11	1.05	1	0.94	0.88	0.82	0.75	0.67	

Tabla 37: Factor de corrección para temperaturas distintas de 25°C

$$I_z = 0,88 \cdot 150 = 132 \text{ A}$$

A las condiciones de trabajo calculadas, una sección de 25mm<sup>2</sup> no cumple la condición, ya que 132 A es menor que los 150 A. Realizaremos la misma condición para una sección superior:

$$\text{Seccion de } 35\text{mm}^2 \rightarrow 180 \text{ A} \cdot 0,88 = 158,4 \text{ A}$$

La instalación del cableado se realizará con conductor de Cu, con aislamiento XLPE, bajo tubo subterráneo. Con sección de 35mm<sup>2</sup> para los conductores de fase y neutro y 16mm<sup>2</sup> para el conductor protección.

#### 7.11.2.4. Tramo 7: Multicluster → Industria

En este último tramo llevaremos a cabo los cálculos para el cableado que une el multicluster con la industria. Este discurrirá bajo tubo superficial, cuyo método de instalación "B" corresponde a la norma ITC-BT-19. Para dimensionar este tramo lo llevaremos a cabo a través de dos criterios, tal y como hemos realizado anteriormente.

#### Criterio de c.d.t. máxima

A través de la misma expresión utilizada en el apartado anterior obtendremos la sección mínima admisible para asegurar que la caída de tensión en el cableado no supere la máxima.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi}$$

$$S_{INV. - MULTIC.} = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{INV. - MULTIC.} \cdot I_{INV. CA} \cdot \cos\varphi}{\frac{\Delta V_{STRING}(\%)}{100} \cdot \sigma(T^{\circ}max) \cdot V_{LÍNEA}}$$

Donde:

- $P_{MAX. DEMAND.}$ : potencia máxima que demanda la industria en un momento determinado.

A continuación, se mostrará la tabla con las variables y resultados:

Tensión (V)	Longitud (m)	$\sigma$ ( $\Omega^{-1} \cdot m/mm^2$ )	Potencia (W)	C.d.t máx. (%)	Sección ( $mm^2$ )	$S_{min}$ ( $mm^2$ )	C.d.t Sección empleada (%)
400	5	45,49	63000	1,5	4	2,88	1,1

Tabla 38: Variables del criterio de c.d.t. del tramo 7

Se obtiene una sección comercial de  $4mm^2$  con una caída de tensión de 1,1%.

### Criterio térmico

Siguiendo la metodología por última vez del anterior tramo, establece que el cableado de éste tendrá que soportar una corriente de:

$$I_{CABLE MULTI.-INDUSTRIA} \geq 1,25 \cdot I_{INDUSTRIA CA}$$


$$I_{CABLE MULTI.-INDUSTRIA} \geq 1,25 \cdot 90,93 A = 113,66 A$$

A través de la "Tabla 32", eligiendo método de montaje B obtenemos una sección mínima de  $50mm^2$  capaces de soportar los 113'66 A, significa que el criterio térmico es más restrictivo, es decir, prevalecerá este sobre el de c.d.t. máxima admisible.

Se utilizará una sección de  $35mm^2$  para los conductores de fase y para el conductor neutro y una sección de  $16mm^2$  para el conductor de protección, obtenido con ayuda de la "Tabla 33". Los conductores serán de Cu, con aislamiento XLPE bajo tubo.

## 7.12. Cálculo de los tubos de protección.

El objetivo de este apartado es el de calcular los tubos de protección PVC de los diferentes tramos.

Con ayuda de la tabla de 2 de la ITC-BT-21 del REBT, se encuentran los diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir.

Sección nominal de los conductores unipolares (mm <sup>2</sup> )	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
1,5	12	12	16	16	16
2,5	12	12	16	16	20
4	12	16	20	20	20
6	12	16	20	20	25
10	16	20	25	32	32
16	16	25	32	32	32
25	20	32	32	40	40
35	25	32	40	40	50
50	25	40	50	50	50
70	32	40	50	63	63
95	32	50	63	63	75
120	40	50	63	75	75
150	40	63	75	75	–
185	50	63	75	–	–
240	50	75	–	–	–

Tabla 39: Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores

- Tramo 1:

Este primer tramo se llevará a cabo a través de canaleta.

- Tramo 2:

Este uno los cuadros de continua con los inversores, con dos conductores en cada uno y una sección de 120mm<sup>2</sup> y 150mm<sup>2</sup>, obteniendo una sección de tubo de 50mm<sup>2</sup> y 63mm<sup>2</sup> respectivamente.

- Tramo 3:

Esta es la unión entre los reguladores de carga y las baterías, obteniendo una sección de servicio en el apartado anterior de 50mm<sup>2</sup>. Debido a que el cableado en este tramo es de tan poca distancia y prácticamente no hay contacto con el suelo ni pared. Se obvia en un principio la instalación de tubo.

- Tramo 4:

Une los inversores con el multicluster, teniendo 3 conductores fase y uno neutro de  $50\text{mm}^2$  y el cable de protección de  $25\text{mm}^2$ . Supondremos los 5 cables de  $50\text{mm}^2$ , obteniendo un tubo de  $50\text{mm}^2$ .

- Tramo 5:

Conecta los reguladores de carga con el multicluster, teniendo un conductor fase y neutro de  $16\text{mm}^2$  y un conductor de protección de  $4\text{mm}^2$ . Supondremos los 3 cables de  $16\text{mm}^2$ , obteniendo un tubo de  $32\text{mm}^2$ .

- Tramo 6:

En este, cableamos el grupo electrógeno con el multicluster, teniendo 3 conductores de fase y uno neutro de  $35\text{mm}^2$  y un cable de protección de  $16\text{mm}^2$ . Suponemos 5 conductores de  $35\text{mm}^2$ , obteniendo un tubo de protección de  $50\text{mm}^2$ .

- Tramo 7:

Este último conecta el multicluster con la industria, a través de 3 conductores fase de  $35\text{mm}^2$ , un conductor neutro de  $16\text{mm}^2$  y una tierra aun sin calcular. Suponemos los 5 conductores de  $35\text{mm}^2$ , obteniendo una sección de tubo de  $50\text{mm}^2$ .

## 7.13. Cálculo de protecciones

En este apartado se llevará a cabo una serie de cálculos, a través de los cuales dimensionaremos el conjunto de elementos de protección necesarios para la instalación. Y que cumplan con las especificaciones técnicas establecidas por la norma.

### 7.13.1. Protecciones tramo de CC

#### 7.13.1.1. *Calculo protecciones Tramo 1*

En este tramo que comprende la conexión de los strings con cada caja de continua, deberemos proteger todos los generadores fotovoltaicos. Debido a la cantidad de módulo en paralelo, la protección contra corrientes inversas es fundamental.

Dicha protección se encuentra en la caja de continua, en concreto en la conexión de cada string a través de fusibles y un interruptor seccionador por caja.

A continuación, calcularemos las características del fusible a instalar:

❖ Calibre de los fusibles:

$$I_F = (1,5 \dots 2) \cdot I_{MAX. \text{ MÓDULO}}$$

Donde:

- $I_F$ : intensidad del fusible (A)
- $I_{MAX. \text{ MÓDULO}}$ : es la intensidad de cortocircuito del módulo fotovoltaico (A)

$$I_F = (1,5 \dots 2) \cdot 9,28 = 13,9 \text{ A} \dots 18,56 \text{ A}$$

❖ Tensión asignada:

$$U_N \geq 1,2 * V_{STRING}$$

Donde:

- $U_N$ : tensión nominal del fusible.
- $V_{CC \text{ STRING}}$ : es la tensión de cortocircuito de la placa por el número de placas en serie.

$$U_N \geq 1,2 * (47,8 \cdot 16) = 917,76 \text{ V}$$

Una vez calculado elegimos un cartucho de 16 A con cilindro de 10 x 38mm y una tensión normalizada de 1000V.

Para finalizar el tramo 1, calcularemos las propiedades del interruptor seccionador:

❖ Intensidad nominal:

$$I_N \geq I_{F \text{ MÁX.}} \cdot N_{STRINGS} \rightarrow I_N \geq 18,56 \cdot 16 = 294,4 \text{ A}$$

❖ Tensión nominal:

$$U_N \geq V_{STRING} \rightarrow U_N \geq 765,8 \text{ V}$$

Se elegirá un interruptor de una intensidad nominal de 300 A y una tensión nominal de 1000V.

### 7.13.1.2. Cálculo protecciones Tramo 2

En este segundo tramo comprende la conexión entre la caja de conexiones y el inversor. Este último dispone en el lado de CC de varios elementos de protección:

- ❖ Punto de desconexión en el lado de entrada.
- ❖ Monitorización de toma a tierra/monitorización de red.
- ❖ Descargador de sobretensión de CC/CA integrado.

## 7.13.2. Protecciones tramo de CA

### 7.13.2.1. Cálculo protecciones Tramo 4

Para proteger el tramo de CA, que une al inversor con el multicluster, se debe instalar un interruptor magnetotérmico tetrapolar. Para comenzar con el cálculo y poder dimensionarlo, deberá cumplir la siguiente condición:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$I_F = 1,45 \cdot I_Z$$

Donde:

- $I_B$ : es la corriente de diseño del circuito según la previsión de carga.
- $I_N$ : calibre asignado al dispositivo de protección.
- $I_F$ : corriente admisible que circula por el cable.
- $I_Z$ : intensidad de funcionamiento.

$$136,25 \text{ A} \leq I_N \leq 160$$

A continuación, calcularemos la intensidad de cortocircuito y poder así dimensionar el poder de corte:

$$R_{CC} = \frac{2 \cdot \rho \cdot L}{S}$$

$$I_{CC} = \frac{V}{R_{CC}}$$

Donde:

- $R_{CC}$ : resistencia de cortocircuito.
- $\rho$ : resistividad del cobre a 90°C (no se elige a 20°C, ya que en verano la temperatura del cuarto de inversores puede ser mayor, de tal forma que se consigue un cierto sobredimensionamiento, siendo su valor de 0,23  $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ )
- L: longitud de la línea.
- S: sección del cableado de la línea.
- V: tensión de línea.
- $I_{CC}$ : intensidad de cortocircuito.

Para llevar a cabo el cálculo correctamente, se realizará por cada inversor, ya que las distancias varían:

❖ Inversor 1:

$$R_{CC} = \frac{2 \cdot 0.23 \cdot 2}{50} = 0,0184 \Omega$$

$$I_{CC} = \frac{400}{0.0184} = 21739 A \cong 21,8 kA$$

Se instalará un magnetotérmico de calibre 160 A, tetrapolar y un poder de corte de 25kA.

❖ Inversor 2:

$$R_{CC} = \frac{2 \cdot 0.23 \cdot 3}{50} = 0,0276 \Omega$$

$$I_{CC} = \frac{400}{0,0276} = 14492 A \cong 14,92 kA$$

Se instalará un magnetotérmico de calibre 160 A, tetrapolar y un poder de corte de 16kA.

❖ Inversor 3:

$$R_{CC} = \frac{2 \cdot 0.23 \cdot 5}{50} = 0,046 \Omega$$

$$I_{CC} = \frac{400}{0.046} = 8695 A \cong 8,7 kA$$

Se instalará un magnetotérmico de calibre 160 A, tetrapolar y un poder de corte de 16kA.

❖ Inversor :4

$$R_{CC} = \frac{2 \cdot 0.23 \cdot 7}{50} = 0,0644 \Omega$$

$$I_{CC} = \frac{400}{0,0644} = 6211 A \cong 6,2 kA$$

Se instalará un magnetotérmico de calibre 160 A, tetrapolar y un poder de corte de 16kA.

#### 7.13.2.2. Cálculo protecciones Tramo 5

En este tramo de CA, mencionado en anteriores ocasiones, une a los reguladores de carga con el multicluster, tendremos que protegerlo a través de un interruptor magnetotérmico siguiendo una metodología similar al anterior.

Comenzaremos planteando las ecuaciones y posteriormente resolviéndolas:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$I_F = 1,45 \cdot I_Z$$

Donde:

- $I_B$ : es la corriente de diseño del circuito según la previsión de carga.
- $I_N$ : calibre asignado al dispositivo de protección.
- $I_F$ : corriente admisible que circula por el cable.
- $I_Z$ : intensidad de funcionamiento.

$$\underbrace{62,5 \leq I_N \leq 80 A}_{63 A}$$

A continuación, necesitaremos calcular el poder de corte, lo llevaremos a cabo para cada uno de los reguladores ya que las distancias varían entre uno y otros.

Para ello calcularemos la intensidad de cortocircuito de la siguiente manera:

$$R_{CC} = \frac{2 \cdot \rho \cdot L}{S}$$

$$I_{CC} = \frac{V}{R_{CC}}$$

Donde:

- $R_{CC}$ : resistencia de cortocircuito.
- $\rho$ : resistividad del cobre a 90°C (no se elige a 20°C, ya que en verano la temperatura del cuarto de inversores puede ser mayor, de tal forma que se consigue un cierto sobredimensionamiento, siendo su valor de 0,23  $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ )
- $L$ : longitud de la línea.
- $S$ : sección del cableado de la línea.
- $V$ : tensión de línea.
- $I_{CC}$ : intensidad de cortocircuito.

❖ Regulador de carga N.º 1

$$R_{CC} = \frac{2 \cdot 0,23 \cdot 3}{16} = 0,086 \Omega$$

$$I_{CC} = \frac{400}{0,086} = 4651 A \cong 4,65 kA$$

Se instalará un magnetotérmico de calibre 63 A, tetrapolar y un poder de corte de 8kA.

❖ Regulador de carga N.º 2

$$R_{CC} = \frac{2 \cdot 0,23 \cdot 5}{16} = 0,144 \Omega$$

$$I_{CC} = \frac{400}{0,144} = 2778 A \cong 2,78 kA$$

Se instalará un magnetotérmico de calibre 63 A, tetrapolar y un poder de corte de 8kA.

❖ Regulador de carga N.º 3

$$R_{CC} = \frac{2 \cdot 0,23 \cdot 7}{16} = 0,201 \Omega$$

$$I_{CC} = \frac{400}{0,201} = 1990 A \cong 1,99 kA$$

Se instalará un magnetotérmico de calibre 63 A, tetrapolar y un poder de corte de 8kA.

❖ Regulador de carga N.º 4

$$R_{CC} = \frac{2 \cdot 0,23 \cdot 9}{16} = 0,259 \Omega$$

$$I_{CC} = \frac{400}{0,259} = 1544 A \cong 1,54 kA$$

Se instalará un magnetotérmico de calibre 63 A, tetrapolar y un poder de corte de 8kA.

❖ Regulador de carga N.º 5

$$R_{CC} = \frac{2 \cdot 0,23 \cdot 11}{16} = 0,316 \Omega$$

$$I_{CC} = \frac{400}{0,316} = 1265 A \cong 1,27 kA$$

Se instalará un magnetotérmico de calibre 63 A, tetrapolar y un poder de corte de 8kA.

❖ Regulador de carga N.º 6

$$R_{CC} = \frac{2 \cdot 0,23 \cdot 13}{16} = 0,374 \Omega$$

$$I_{CC} = \frac{400}{0,374} = 1070 A \cong 1,07 kA$$

Se instalará un magnetotérmico de calibre 63 A, tetrapolar y un poder de corte de 8kA.

❖ Regulador de carga N.º 7

$$R_{CC} = \frac{2 \cdot 0,23 \cdot 15}{16} = 0,431 \Omega$$

$$I_{CC} = \frac{400}{0,431} = 928 A \cong 0,93 kA$$

Se instalará un magnetotérmico de calibre 63 A, tetrapolar y un poder de corte de 8kA.

❖ Regulador de carga N.º 8

$$R_{CC} = \frac{2 \cdot 0,23 \cdot 17}{16} = 0,489 \Omega$$

$$I_{CC} = \frac{400}{0,489} = 818 A \cong 0,82 kA$$

Se instalará un magnetotérmico de calibre 63 A, tetrapolar y un poder de corte de 8kA.

❖ Regulador de carga N.º 9

$$R_{CC} = \frac{2 \cdot 0,23 \cdot 19}{16} = 0,546 \Omega$$

$$I_{CC} = \frac{400}{0,546} = 732 A \cong 0,73 kA$$

Se instalará un magnetotérmico de calibre 63 A, tetrapolar y un poder de corte de 8kA.

*7.13.2.3. Cálculo de protecciones Tramo 6*

En este tramo que comprende la conexión del grupo electrógeno con el multicluster. Para proteger este tramo lo realizaremos a través de unos interruptores - fusible.

A continuación, calcularemos las características del fusible a instalar:

❖ Calibre de los fusibles:

$$I_F = (1,5 \dots 2) \cdot I_{GRUPO ELECTR. CA}$$

Donde:

- $I_F$ : intensidad del fusible (A)
- $I_{GRUPO ELECT.}$ : es la intensidad del grupo electrógeno (A)

$$I_F = (1,5 \dots 2) \cdot 120 = 180 A \dots 240 A$$

❖ Tensión asignada:

$$U_N \geq 1,2 * V_{GRUPO ELECT.}$$

Donde:

- $U_N$ : tensión nominal del fusible.
- $V_{GRUPO ELECT.}$ : es la tensión del grupo electrógeno.

$$U_N \geq 1,2 * 400 = 480 V$$

Una vez calculado elegimos un cartucho de 200 A y una tensión normalizada superior a 480V.

#### 7.13.2.4. Cálculo de protecciones Tramo 7

En este último tramo anteriormente nombrado, comprende la conexión del multicluster con el cuadro de baja tensión de la industria. Para protegerlo lo llevaremos a cabo a través de unos interruptores - fusible.

A continuación, calcularemos las características del fusible a instalar:

❖ Calibre de los fusibles:

$$I_F = (1,5 \dots 2) \cdot I_{DEMANDADA}$$

Donde:

- $I_F$ : intensidad del fusible (A)
- $I_{DEMANDADA}$ : es la intensidad máxima que demanda la industria (A)

$$I_F = (1,5 \dots 2) \cdot 90,93 = 136 A \dots 182 A$$

❖ Tensión asignada:

$$U_N \geq 1,2 * V_{INDUSTRIA.}$$

Donde:

- $U_N$ : tensión nominal del fusible.
- $V_{INDUSTRIA.}$ : es la tensión de trabajo de la industria.

$$U_N \geq 1,2 * 400 = 480 V$$

Una vez calculado elegimos un cartucho de 160 A y una tensión normalizada superior a 480V.

## 7.14. Puesta a tierra

### 7.14.1. Puesta a tierra en el tramo de CC

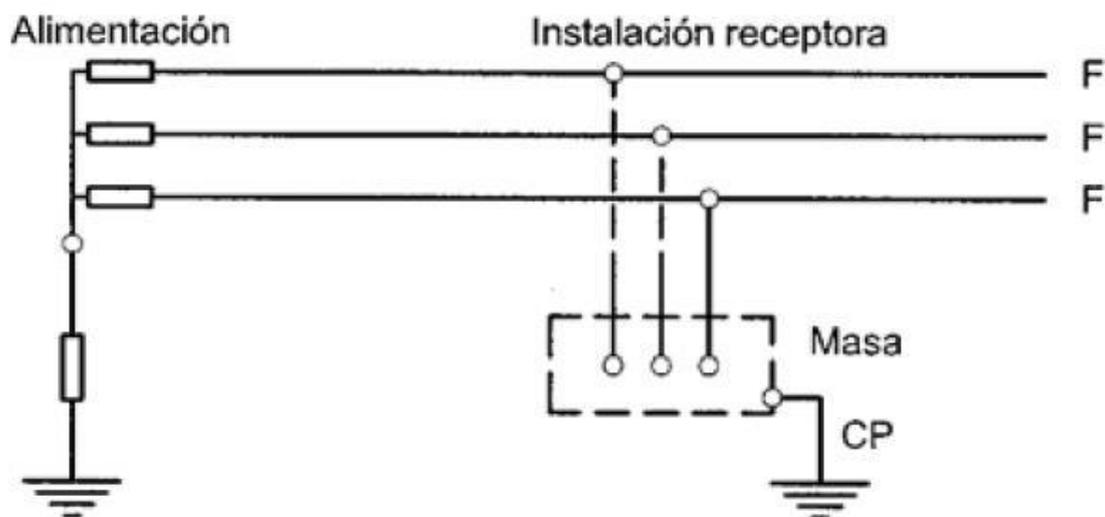
El sistema utilizado para la instalación, con todos los conductores activos aislados de tierra, es denominado por el REBT como sistema IT, de forma que el módulo fotovoltaico se conectará a tierra en modo flotante, dando lugar a unos niveles de protección aceptables frente a contactos directos e indirectos.

En el REBT ITC-BT-08 aparece la definición de un sistema IT:

*“El esquema IT no tiene ningún punto de la alimentación conectado directamente a tierra. Las masas de la instalación están conectadas directamente a tierra...”*

*... En este esquema la intensidad resultante de un primer defecto fase-tierra (masa), tiene un valor lo suficientemente reducido como para no provocar la aparición de tensiones de contacto peligrosas.”*

En el reglamento encontramos según el método de puesta a tierra el siguiente esquema:



Según el esquema, se da por hecho que se trata de un sistema de generación trifásico equilibrado, con unión del neutro a tierra a través de impedancia elevada, es decir, ante un defecto, la intensidad de defecto que se podría producir sería función la tensión nominal  $V_{F-N}$ , y la resistencia de bucle, que sería:  $R_B = R_T + R_N$ .

Significa que con una resistencia de neutro suficientemente dimensionada, se obtendría una corriente de defecto lo suficientemente pequeña como para no producir tensiones de contacto peligrosas.

En nuestro caso, esa resistencia de neutro es equivalente al aislamiento existente entre cualquiera de los conductores activos y masa, por reglamento, debe ser del orden de 1 MΩ. Lo que supone una corriente de defecto despreciable, ante un primer contacto de alguno de los dos bornes y masa.

En el caso de un segundo defecto (un borne de otra fase) se produciría una corriente de cortocircuito algo superior a la corriente nominal de la planta, generando tensiones de cortocircuito en los módulos, idealmente nulas.

En la norma UNE-HD 60364-4-41:2010 se recogen las especificaciones mínimas que debe cumplir un sistema de puesta a tierra bajo el esquema de instalación IT.

*“En este tipo de instalaciones no se hace necesario la protección diferencial mediante un interruptor de desconexión con objeto de proteger ante una primera falta, pues no se generan tensiones de defecto que provoquen peligro. Sin embargo, resulta muy recomendable asegurar la equipotencialidad en masas susceptibles de ser simultáneamente accesibles, para asegurar la seguridad de las personas. Esto se consigue manteniendo la misma puesta a tierra simultánea para todas las masas de la instalación en la parte de continua.*

*En el esquema IT, se instalará un controlador de aislamiento como dispositivo de control y protección. Este dispositivo debe accionar una señal sonora y/o visual cuando se da una primera falta para permitir una desconexión inmediata que evite un segundo defecto que podría provocar tensiones de defecto peligrosas. Establece la norma que, en caso de disponer de los dos tipos de señal, sonora y/o visual, la señal sonora podrá anularse, pero la visual deberá persistir mientras la falta exista. Al igual que en todas las instalaciones fotovoltaicas, el inversor realizará esta función en la instalación.*

*Por otro lado, deberán existir dispositivos que eliminen una posible segunda falta debida a cortocircuitos.”*

Nuestra instalación cumple con esta condición, puesto que se han instalado sistemas de protección con fusibles de CC. Y estando todas las masas de la instalación fotovoltaica conectadas a tierra.

Por último, las redes de CC deben cumplir:

$$R_A \cdot I_d \leq 120V$$

Donde:

- RAISLAMIENTO: es el sumatorio de las resistencias de las masas y de los conductores de puesta a tierra.
- I<sub>d</sub>: es la corriente de falta en caso de que se dé un primer defecto entre un conductor y masa.

Se puede calcular su valor, despreciando la resistencia de puesta a tierra y las de los conductores, siendo:

$$I_d = \frac{V_N}{R_{AISLAMIENTO}}$$

Donde:

- $V_N$ : es la máxima tensión que puede aparecer en instalaciones fotovoltaicas. Como se trata de una instalación generadora en BT, este límite será de 1000 V.
- $R_{AISLAMIENTO}$ : como la mínima resistencia de aislamiento entre cualquiera de los conductores activos y masa, que por reglamento debe ser 1 M $\Omega$ .

Sabiendo el valor de las variables:

$$I_d = \frac{1000 \text{ V}}{1000000 \Omega} = 0,001 \text{ A} \cong 1 \text{ mA}$$

Esto significa que se necesitaría una resistencia a tierra de 120.000  $\Omega$  para superar el valor máximo establecido por la norma. Considerando el ejemplo de una pica vertical de 2 m de profundidad en un terreno de 200  $\Omega \cdot \text{m}$ , representaría una resistencia asociada de 100  $\Omega$ , cuyo valor queda muy por debajo del límite que la norma establece, por lo que cualquier método de conexión a tierra garantizará el cumplimiento.

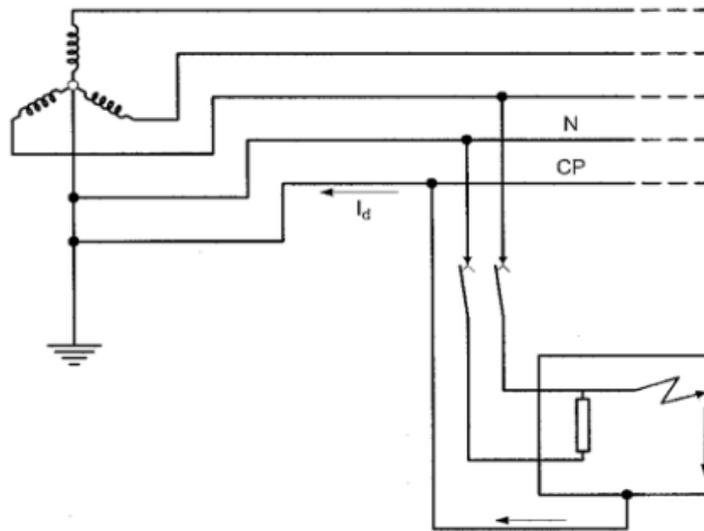
#### 7.14.2. Puesta a tierra en el tramo de CA

Para el sistema de toma tierra del lado de CA, se toma el método TN. De esta forma a través de una puerta a tierra múltiple en puntos repartidos. De esta forma nos aseguramos que el potencial del conductor de protección se mantiene, en caso de fallo, lo más próximo posible al de tierra.

Y con la aceptación de este sistema a la implantación de los siguientes dispositivos:

- Dispositivos de protección de máxima corriente, tales como fusibles, interruptores automáticos.
- Dispositivos de protección de corriente diferencial-residual.

Siendo el esquema tipo del modelo TN:



Se decide emplear una única pica como elemento que sirva de electrodo para la puesta a tierra del lado de CA, se tendrá que dimensionar su longitud. La siguiente expresión permite determinar la resistencia ofrecida por una pica vertical:

$$R_{PICA} = \frac{\rho_t}{L_{PICA}}$$

Donde:

- $\rho_t$ : representa la resistividad del terreno donde se ubicará la pica. La ITC-BT-18 contiene tablas que muestran el valor de esta variable en función del tipo de terreno. Para realizar este dimensionado se elige el caso más desfavorable, que teniendo en cuenta la ubicación de la instalación y el tipo de terreno que debe corresponderle, será de 200  $\Omega \cdot m$ .
- $L_{PICA}$ : es la longitud de la pica vertical empleada.

Teniendo en cuenta el valor obtenido para la resistencia máxima admisible (80  $\Omega$ ) y atribuyendo su magnitud a la resistencia que debe ofrecer la pica, se obtiene que la longitud de ésta debe ser como mínimo de 2,5 m, eligiéndose posteriormente según criterios comerciales.

Atendiendo a lo expuesto en las recomendaciones de la ITC-BT-18, se debe cumplir lo siguiente:

- El diámetro exterior en el caso de instalar picas verticales de acero-cobre debe ser superior o igual a 14,2 mm.
- La pica vertical debe instalarse a una profundidad mínima de 0,8 m medidos desde su extremo superior.

Resumiendo, se necesitará una pica vertical de longitud superior a 2,5 m y diámetro exterior igual o superior a 14,2 mm, enterrada a una profundidad de 0,8 m.

## 8. Pliego de condiciones

### 8.1. Objetivo

En este apartado de condiciones técnicas se mostrarán las condiciones mínimas que deberá cumplir la instalación fotovoltaica proyectada en cuanto a suministro y montaje, sirviendo de guía para los instaladores y fabricantes de equipos, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir la instalación para asegurar su calidad.

### 8.2. Condiciones generales

#### 8.2.1. Obras que se contratan

Las obras que comprenden la contrata del presente proyecto son las que se especifican en el resto de documentos adjuntos de este proyecto.

En las obras mencionadas, el contratista deberá ejecutar las siguientes labores:

- Todos los transportes necesarios.
- Los suministros de material que se precisen.
- Ejecución de todos los trabajos de montaje de las instalaciones, dejándolas en perfecto estado de funcionamiento.
- Obras complementarias no definidas específicamente y necesarias para la correcta ejecución de las instalaciones proyectadas.
- Medidas de señalización y seguridad necesarias.

#### 8.2.2. Condiciones generales de ejecución

El contratista estará obligado a facilitar al personal material auxiliar necesario para la perfecta ejecución de las obras.

Las instalaciones se ajustarán a las condiciones establecidas en la Memoria, en los Reglamentos y Normas especificadas anteriormente y, en general, con arreglo a las normas sancionadas por la práctica para la completa y perfecta construcción y montaje, y en particular a las que se dicte la Dirección de Obra.

Todo el equipo debe estar colocado en los espacios asignados en el proyecto y se dejará un espacio razonable de acceso para su entretenimiento y reparación.

El contratista debe verificar el espacio requerido para todo el equipo propuesto, tanto en el caso de que dicho espacio haya sido especificado o no. Por lo demás, el Director de Obra deberá fijar el orden en que deben llevarse a cabo las obras, y el contratista vendrá obligado a cumplir exactamente lo que disponga sobre este particular.

### 8.2.3. Admisión, reconocimiento y retirada de materiales

Todos los materiales empleados serán de primera calidad, desechándose los que a juicio del Director de Obra no lo sean.

Una vez adjudicada la obra definitivamente, y antes de ejecutarse, el contratista presentará al Director Técnico de la Obra los catálogos, cartas, muestras, etcétera, que estén relacionados con la recepción de los distintos materiales.

No podrán emplearse materiales sin que previamente hayan sido aceptados por la Dirección de Obra. Este control no constituye una recepción definitiva, pudiendo ser rechazados por la Dirección Técnica aún después de colocados, si no cumplieren con las características y condiciones exigidas en este Pliego de Condiciones, debiendo ser reemplazados por el contratista por otras que cumplan las condiciones exigidas.

En caso de que el contratista no se mostrase conforme con los resultados de ensayo, análisis o pruebas, podrán repetirse las mismas en un laboratorio oficial, siendo de cuenta del contratista si se llega a la conclusión de que los materiales son rechazables, y de cuenta de la Propiedad en caso contrario.

### 8.2.4. Materiales de las instalaciones

#### 8.2.4.1. Módulos fotovoltaicos

Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo, y llevarán de forma claramente visible el modelo y nombre o logotipo del fabricante.

Los paneles solares serán distribuidos en filas tal y como se indica en la memoria, para facilitar la conexión de los mismos en serie. Los módulos solares serán montados sobre la estructura soporte pertinente verticalmente, fijándolos a ésta mediante la tornillería de la que está prevista la estructura. Una vez fijados se inclinarán en el ángulo seleccionado.

Se comprobará que todos los módulos posean diodos de derivación para evitar posibles averías de las células, y que los marcos laterales sean de aluminio.

Antes de la instalación se comprobará que su potencia máxima y corriente de circuito reales referidas a condiciones estándar de medida deberán estar comprendidas en el margen del  $\pm 5\%$  de los correspondientes valores nominales de catálogo y se procederá a una inspección para comprobar que no existe ningún módulo con roturas o manchas.

Se debe dejar espacio entre los grupos de módulos para el posterior mantenimiento y reparación. De lo contrario, para llevar a un módulo deberá desmontar antes “medio” generador.

La estructura de soporte para los módulos del generador fotovoltaico estará provista de todos los elementos de sujeción pertinentes para la instalación de los paneles y serán realizados del mismo material que la propia estructura.

#### *8.2.4.2. Estructura de soporte*

La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el código técnico de la edificación CTE.

El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.

El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura. La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales.

La tornillería será realizada en acero inoxidable. En el caso de ser la estructura galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable. Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.

#### 8.2.4.3. Regulador de carga

Las baterías se protegerán contra sobrecargas y sobredescargas. En general, estas protecciones serán realizadas por el regulador de carga, aunque dichas funciones podrán incorporarse en otros equipos siempre que se asegure una protección equivalente.

Los reguladores de carga que utilicen la tensión del acumulador como referencia para la regulación deberán cumplir los siguientes requisitos:

- La tensión de desconexión de la carga de consumo del regulador deberá elegirse para que la interrupción del suministro de electricidad a las cargas se produzca cuando el acumulador haya alcanzado la profundidad máxima de descarga permitida. La precisión en las tensiones de corte efectivas respecto a los valores fijados en el regulador será del 1 %.
- La tensión final de carga debe asegurar la correcta carga de la batería.
- La tensión final de carga debe corregirse por temperatura a razón de  $4\text{mV}/^{\circ}\text{C}$  a  $-5\text{ mV}/^{\circ}\text{C}$  por vaso, y estar en el intervalo de  $\pm 1\%$  del valor especificado.
- Se permitirán sobrecargas controladas del acumulador para evitar la estratificación del electrolito o para realizar cargas de igualación.

Se permitirá el uso de otros reguladores que utilicen diferentes estrategias de regulación atendiendo a otros parámetros, como, por ejemplo, el estado de carga del acumulador. En cualquier caso, deberá asegurarse una protección equivalente del acumulador contra sobrecargas y sobredescargas.

Los reguladores de carga estarán protegidos frente a cortocircuitos en la línea de consumo.

El regulador de carga debería estar protegido contra la posibilidad de desconexión accidental del acumulador. En estas condiciones, el regulador debería asegurar, además de su propia protección, la de las cargas conectadas.

Las caídas internas de tensión del regulador entre sus terminales de generador y acumulador serán inferiores al 4% de la tensión nominal, para sistemas de menos de 1 kW, y del 2% de la tensión nominal para sistemas mayores de 1 kW, incluyendo los terminales. Estos valores se especifican para las siguientes condiciones: corriente nula en la línea de consumo y corriente en la línea generador-acumulador igual a la corriente máxima especificada para el regulador. Si las caídas de tensión son superiores, por ejemplo, si el regulador incorpora un diodo de bloqueo, se justificará el motivo en la Memoria.

Las pérdidas de energía diarias causadas por el autoconsumo del regulador en condiciones normales de operación deben ser inferiores al 3 % del consumo diario de energía.

Las tensiones de reconexión de sobrecarga y sobredescarga serán distintas de las de desconexión, o bien estarán temporizadas, para evitar oscilaciones desconexión-reconexión.

El regulador de carga deberá estar etiquetado con al menos la siguiente información:

- Tensión nominal (V)
- Corriente máxima (A)
- Polaridad de los terminales y conexiones
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie

#### *8.2.4.4. Baterías*

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

Para asegurar una adecuada recarga de las baterías, la capacidad nominal del acumulador (en Ah) no excederá en 25 veces la corriente (en A) de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico. En el caso de que la capacidad del acumulador elegido sea superior a este valor, se justificará adecuadamente.

Se protegerá, especialmente frente a sobrecargas, a las baterías con electrolito gelificado, de acuerdo a las recomendaciones del fabricante.

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

La autodescarga del acumulador a 20 °C no excederá el 6% de su capacidad nominal por mes.

La vida del acumulador, definida como la correspondiente hasta que su capacidad residual caiga por debajo del 80 % de su capacidad nominal, debe ser superior a 1000 ciclos, cuando se descarga el acumulador hasta una profundidad del 50 % a 20 °C.

El acumulador será instalado siguiendo las recomendaciones del fabricante. En cualquier caso, deberá asegurarse lo siguiente:

- El acumulador se situará en un lugar ventilado y con acceso restringido
- Se adoptarán las medidas de protección necesarias para evitar el cortocircuito accidental de los terminales del acumulador, por ejemplo, mediante cubiertas aislantes.

Cada batería deberá estar etiquetado, al menos, con la siguiente información:

- Tensión nominal (V)
- Polaridad de los terminales
- Capacidad nominal (Ah)
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie

#### *8.2.4.5. Inversor*

El inversor será del tipo adecuado para la conexión a la red de baja tensión y su potencia de entrada será variable para que sea capaz de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador le proporcione.

El inversor encargado de la conversión de corriente continua a corriente alterna para la inyección a la red de baja tensión de la potencia producida por el generador fotovoltaico es un dispositivo electrónico sensible que debe estar protegido contra daños externos.

El inversor elegido posee un índice de protección IP65, lo cual indica que está suficientemente protegido frente a elementos atmosféricos adversos como puede ser lluvia, o partículas de polvo. Aun así, se instalará en el interior de una caseta, fuera de humedades excesivas, protegido de la intemperie y sin polvo o suciedad excesiva.

El lugar donde esté alojado deberá estar ventilado para favorecer la refrigeración del equipo y por tanto deberá evitarse la obstrucción de entradas y salidas de ventilación del armario.

Los inversores se dispondrán en un cuarto específico para ello. Irán instalados en posición vertical a una distancia de 1 metro del suelo, garantizando así una refrigeración adecuada para conseguir una temperatura de funcionamiento óptima.

#### 8.2.4.6. Grupo electrógeno

Se seguirá lo dispuesto en las ITC-BT-28 (apartado 2.3) e ITC-BT-40. Así como CTE DB SU-5 (apartado 3.3.2.1). El Grupo Electrógeno tendrá las características que se indican en los documentos del presente proyecto, siendo éstas, al menos, las siguientes:

- Tipo de suministro: (Monofásico, Trifásico con N, Trifásico)
- Servicio:(Aislado, Asistido)
- Tensión: V
- Frecuencia: Hz
- Potencia: KVA
- Autonomía: (tiempo)
- Tipo de régimen de neutro:(TT, IT, otros)

Asimismo, el Grupo Electrógeno podrá estar integrado por los siguientes componentes y características:

- Motor: Marca, modelo, Tipo de combustible, Sistema de refrigeración, Sistema de escape, Sistema de lubricación y Sistema de arranque.
- Generador: Marca, Modelo, Potencia, Velocidad, Frecuencia, Tensión, Aislamiento (Clase), Reactancia subtransitoria directa, Relación de cortocircuito.
- Conjunto Motor-Alternador: Consumo de combustible (100 % carga), Dimensiones y Peso (máximo con depósitos llenos).
- Depósito de combustible: Dimensiones y Ubicación.
- Automatismo: En su caso, descripción del automatismo con indicación de los umbrales y tiempos, así como indicación de las señales necesarias para su correcto funcionamiento.
- Sistemas auxiliares: Cargador de baterías (tanto para el arranque del motor como para el mantenimiento y vigilancia de la red) y Sistemas de alarma y protecciones del grupo.
- Cuadro eléctrico: Con sus correspondientes protecciones de salida del generador.

En la conmutación en Baja Tensión del grupo electrógeno, se dispondrán los correspondientes enclavamientos reglamentarios, para evitar posibles retornos de corriente a la red de la Empresa Suministradora, tal como se indica en la Orden de 19 de agosto de 1997, por la que se aprueba la Norma Particular para Centros de Transformación de hasta 30 kV, en el ámbito de suministro de Unión Eléctrica de Canarias, S.A.

La instalación de Grupos Electrógenos será ejecutada por instaladores eléctricos autorizados, para el ejercicio de esta actividad, según DECRETO 141/2009 y deberán realizarse conforme a lo que establece el presente Pliego de Condiciones Técnicas Particulares y a la reglamentación vigente, cumpliéndose, además, todas las disposiciones legales que sean de aplicación en materia de seguridad y salud en el trabajo.

Como regla general, todas las obras se ejecutarán con materiales de calidad reconocida y cualquier modificación en cuanto a formas, sistemas de protección, puesta a tierra, medidas, número de aparatos, calidad, etc., sólo podrá realizarse previa autorización por escrito de la Dirección Facultativa de la obra.

Se comprobará que todos los elementos y componentes de la instalación del Grupo Electrógeno coinciden con su desarrollo en el proyecto, y en caso contrario se redefinirá en presencia de la Dirección Facultativa.

El montaje será realizado de acuerdo con los planos de instalación no admitiéndose variaciones en medidas, número de aparatos o calidad de los mismos sin una previa justificación por parte del Contratista y la aprobación de la Dirección Facultativa de la obra.

La Dirección Facultativa rechazará todas aquellas partes del montaje que no cumplan los requisitos para ellas exigidas, obligándose la empresa instaladora autorizada o Contratista a sustituirlas a su cargo.

Antes de la instalación, el Contratista presentará a la Dirección Facultativa los catálogos, muestras, etc., que se precisen para la recepción de los distintos materiales. No se podrán emplear materiales sin que previamente hayan sido aceptados por ésta.

Se realizarán cuantos análisis y pruebas se ordenen por la Dirección Facultativa de la obra, aunque no estén indicadas en este Pliego, los cuales se ejecutarán en los laboratorios que elija la Dirección, siendo los gastos ocasionados por cuenta de la Contrata.

Este control previo no constituye recepción definitiva, pudiendo ser rechazados por la Dirección Facultativa de la obra, aún después de colocado, si no cumpliera con las condiciones exigidas en este Pliego de Condiciones, debiendo ser reemplazados por la contrata por otros que cumplan con las calidades exigidas.

Una vez iniciadas las obras, éstas deberán continuarse sin interrupción y ejecutadas en el plazo estipulado.

Se cumplirán siempre todas las disposiciones legales que sean de aplicación en materia de seguridad y salud en el trabajo.

#### *8.2.4.7. Cableado*

Todo el cableado cumplirá con lo establecido en la legislación vigente.

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

Se incluirá toda la longitud de cables necesaria (parte continua y/o alterna) para cada aplicación concreta, evitando esfuerzos sobre los elementos de la instalación y sobre los propios cables.

Los cables de exterior estarán protegidos contra la intemperie. Para conocer la legislación vigente, dirigirse al Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

#### *8.2.4.8. Protección y puesta a tierra*

El sistema de protecciones asegurará la protección de las personas frente a contactos directos e indirectos. En caso de existir una instalación previa no se alterarán las condiciones de seguridad de la misma.

La instalación estará protegida frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones. Se prestará especial atención a la protección de la batería frente a cortocircuitos mediante un fusible, disyuntor magnetotérmico u otro elemento que cumpla con esta función.

#### *8.2.4.9. Canalizaciones*

El trazado de las canalizaciones se hará siguiendo preferentemente líneas paralelas a las verticales y horizontales que limitan el local donde se efectúa la instalación.

Las curvas practicadas en los tubos serán continuas y no originarán reducciones de sección. Será posible la fácil introducción y retirada de los conductores en los tubos después de colocados y fijados éstos y sus accesorios.

El número de curvas en ángulo recto situadas entre dos registros consecutivos no será superior a tres.

Todo el material auxiliar, codos, mangueras de conexión y derivación, etc. Que utilicen las instalaciones con tubo rígido tendrán las mismas características exigidas para los tubos. Las roscas estarán perfectamente acabadas y la unión se hará sin utilizar estopa, sino sello ardiente, asegurando la completa estanqueidad de toda la instalación.

### 8.3. Normas generales de montaje

Las instalaciones se realizarán siguiendo las prácticas normales para obtener un buen funcionamiento, por lo que se respetarán las especificaciones e instrucciones de las empresas suministradoras.

El montaje de la instalación se realizará ajustándose a las indicaciones y planos del proyecto. Cuando en la obra sea necesario hacer modificaciones en estos planos o condiciones previstas o sustituir por otros los aparatos aprobados, se solicitará permiso a la Dirección Facultativa.

En todos los equipos se dispondrán las protecciones pertinentes para evitar accidentes. En aquellas partes móviles de las máquinas y motores se dispondrán envolventes o rejillas metálicas de protección.

Durante el proceso de instalación se protegerán debidamente todos los aparatos, colocándose tapones o cubiertas en las tuberías que vayan a quedar abiertas durante algún tiempo.

Una vez finalizado el montaje se procederá a la limpieza total de los tubos tanto exterior como interiormente.

### 8.4. Puesta en marcha de la instalación

La instalación eléctrica se entenderá terminada cuando se haya puesto en marcha y probado en cargo real, es decir, alimentando los equipos mecánicos de alumbrado, maquinaria y otros dispositivos proyectados.

Esta condición incluye específicamente el realizar las pruebas de puesta en marcha por vez primera no solo del alumbrado y equipos de responsabilidad y suministro 100% del instalador electricista, sino también de los motores y equipos de otros instaladores que precisen energía de la red eléctrica. En tales equipos la puesta en marcha se hará conjuntamente con los instaladores, sin cargo alguno para la propiedad de la obra, hasta dejar los equipos funcionando satisfactoriamente con los fusibles y relés ajustados correctamente y las luces de señalización e indicadores mecánicos en orden.

## 9. Presupuesto

### 9.1. Mediciones

COD	MATERIAL	UD	PVP (€)	
<b>C</b>	<b>CAPÍTULO 1</b>	<b>PLACAS FOTOVOLTAICAS Y ESTRUCTURAS DE SUJECCIÓN</b>		
<b>P</b>	1001	Placa solar EAGLE HC 72P 345W	1	<b>118618,0</b>
	<p>Modulo fotovoltaico marca Jinko, modelo Eagle HC 72P de 345W. Características técnicas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Fabricado con material policristalino.</li> <li>- Aumento de la eficiencia en un 17,5 % debido a la estructura de media celda.</li> <li>- El vidrio y la textura de la superficie de las celdas solares permiten un excelente rendimiento en entornos de poca luz.</li> <li>- Alta resistencia frente agentes medioambientales.</li> </ul>			
<b>P</b>	1002	Estructura de sujeción 4 ud. CVE915	1	<b>2379,7</b>
	<p>Estructura de sujeción para 4 módulos fotovoltaicos. Modelo CVE915 de la marca Sunfer. Características:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Montaje sobre cubierta plana o suelo.</li> <li>- Inclinación de la estructura a 30º.</li> <li>- Material de aluminio EN AW 6005A T6.</li> <li>- Compatible con paneles de 2000mmde alto y 1000mm de ancho.</li> <li>- Resistente a las inclemencias medioambientales.</li> </ul>			
<b>P</b>	1003	Estructura de sujeción 8 ud. CVE915	1	<b>13057,3</b>
	<p>Estructura de sujeción para 8 módulos fotovoltaicos. Modelo CVE915 de la marca Sunfer. Características:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Montaje sobre cubierta plana o suelo.</li> <li>- Inclinación de la estructura a 30º.</li> <li>- Material de aluminio EN AW 6005A T6.</li> <li>- Compatible con paneles de 2000mmde alto y 1000mm de ancho.</li> <li>- Resistente a las inclemencias medioambientales.</li> </ul>			
<b>P</b>	1004	Estructura de sujeción 12 ud. CVE915	1	<b>741,8</b>
	<p>Estructura de sujeción para 12 módulos fotovoltaicos. Modelo CVE915 de la marca Sunfer. Características:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Montaje sobre cubierta plana o suelo.</li> <li>- Inclinación de la estructura a 30º.</li> <li>- Material de aluminio EN AW 6005A T6.</li> <li>- Compatible con paneles de 2000mmde alto y 1000mm de ancho.</li> <li>- Resistente a las inclemencias medioambientales.</li> </ul>			

<b>COD</b>	<b>MATERIAL</b>	<b>UD</b>	<b>PVP (€)</b>
P 1005	Estructura de sujeción 16 ud. CVE915	1	27384,0
<p>Estructura de sujeción para 16 módulos fotovoltaicos.                      Modelo CVE915 de la marca Sunfer. Características:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Montaje sobre cubierta plana o suelo.</li> <li>- Inclinación de la estructura a 30º.</li> <li>- Material de aluminio EN AW 6005A T6.</li> <li>- Compatible con paneles de 2000mmde alto y 1000mm de ancho.</li> <li>- Resistente a las inclemencias medioambientales.</li> </ul>			

COD	MATERIAL	UD	PVP (€)	
<b>C</b>	<b>CAPÍTULO 2 CUADROS DE CONEXIÓN DE CC E INVERSORES</b>			
<b>P</b>	<b>2001</b>	<b>Inversor Sunny Highpower Peak1</b>	<b>1</b>	<b>21825,2</b>
	<p>Inversor fotovoltaico modelo Sunny Highpower Peak1 de la marca SMA. Características:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Proporciona un montaje inteligente del sistema, instalando todos los inversores de forma centralizada.</li> <li>- Se consigue una disminución de inversores instalados gracias a su elevada potencia y rendimiento óptimo.</li> <li>- Proporción CC/CA máxima posible del 150%.</li> <li>- Planificación flexible de plantas fotovoltaicas de grandes dimensiones con intervalos de 75 kW.</li> <li>- Costes de funcionamiento muy bajos</li> </ul>			
<b>P</b>	<b>2002</b>	<b>Caja de strings DC-CMB-U10-16</b>	<b>1</b>	<b>2657,2</b>
	<p>Caja de conexiones de strings modelo DC-CMB-U10-16 de la marca SMA. Características:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Agrupación y protección de 16 strings para flexibilizar el diseño de la planta.</li> <li>- Tensión del generador fotovoltaico de 1000 V.</li> <li>- Instalación sencilla gracias al diseño compacto y al peso reducido.</li> <li>- Interruptor-seccionador de potencia de CC integrado para la mayor seguridad.</li> <li>- Funcionamiento a temperaturas ambiente de entre -25 °C y +60 °C y hasta los 4000 m de altura sobre el nivel del mar.</li> </ul>			

COD	MATERIAL	UD	PVP (€)
<b>C</b>	<b>CAPÍTULO 3 MULTICLUSTER Y GRUPOELECTRÓGENO</b>		
<b>P</b>	3001 Multicluster Box 36	1	<b>14929,0</b>
	<p>Multicluster Box modelo 36 para Sunny Island de la marca SMA. Características:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Tres clases diferentes de potencia de entre 20 kW y 300 kW.</li> <li>- Distribución integrada de CA para Sunny Island, generadores, plantas fotovoltaicas.</li> <li>- Contactor de deslastre de carga integrado.</li> <li>- Derivación automática para el generador.</li> <li>- Protección activa contra el funcionamiento en isla.</li> <li>- Monitorización de corriente inversa.</li> <li>- Elevada clase de protección IP54.</li> </ul>		
<b>P</b>	3002 Grupo electrógeno BGPS 85 ME	1	<b>14359,5</b>
	<p>Grupo electrógeno modelo BGPS 85 ME de la marca Dagartech. Características:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Motorización Perkins y alternador Stamford.</li> <li>- Arranque automático.</li> <li>- Bancada electro-soldada de acero, pintada con pintura electrostática a base de polvo de epoxi-poliéster.</li> <li>- Depósito de combustible ubicado en la propia bancada.</li> <li>- Cabina electro-soldada de acero, pintada con pintura electrostática a base de polvo de epoxi-poliéster.</li> <li>- Equipado con placa de control Deep Sea Electronics y cargador de baterías del mismo fabricante, batería VARTA e interruptor Schneider.</li> </ul>		

COD	MATERIAL	UD	PVP (€)	
<b>C</b>	<b>CAPÍTULO 4 REGULADORES DE CARGA Y BATERIAS</b>			
<b>P</b>	<b>4001</b>	<b>Regulador de carga Sunny Island 8.0H</b>	<b>1</b>	<b>99891,8</b>
	<p>Regulador de carga modelo Sunny Island 8.0H de la marca SMA. Características:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Integrable y ampliable de forma modular en sistemas monofásicos y trifásicos de entre 1 y 30 kW.</li> <li>- Compatible con todas las baterías de plomo y más de 20 baterías de iones de litio diferentes.</li> <li>- Expandible con la tecnología multiclúster de SMA para sistemas de entre 20 y 300 kW.</li> <li>- Uso de las interfaces estándar WLAN y ethernet.</li> <li>- Monitorización local a través de la interfaz de usuario.</li> <li>- Registro de datos optimizado para una transparencia máxima incluso sin acceso permanente a internet.</li> </ul>			
<b>P</b>	<b>4002</b>	<b>Batería 12PVS 1800</b>	<b>1</b>	<b>403364,0</b>
	<p>Batería estacionaria modelo 12 PVS 1800 de la marca BAE. Características:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Placa positiva tubular protegida con una funda solida de rejilla de poliéster y bajo contenido de antimonio.</li> <li>- Placa negativa tipo rejilla con una aleación con bajo contenido en antimonio y un material expandible de larga duración.</li> <li>- Ácido sulfúrico con una densidad de 1.24 kg/l a 20º C.</li> <li>- Contenedor transparente y de alta resistencia a los impactos.</li> <li>- Bornes protegidos al 100% contra el gas y electrolito, revestimiento plástico.</li> <li>- Capacidad nominal C10: 1320 Ah, C100: 1740 Ah y C120:1752 Ah.</li> </ul>			

COD	MATERIAL	UD	PVP (€)
<b>C</b>	<b>CAPÍTULO 5 CABLEADO</b>		
<b>P</b> 5001	Cable eléctrico Exzhellent Solar ZZ-F (PV1-F TÜV) de 4mm <sup>2</sup>	1	<b>2283,2</b>
	<p>Cable eléctrico modelo Exzhellent Solar ZZ-F (PV1-F TÜV) de 4mm<sup>2</sup> de la marca General Cable.                      Características:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Conductor de cobre estañado de clase 5.</li> <li>- Aislamiento de elastómero termoestable libre de halógenos.</li> <li>- Cubierta de elastómero termoestable libre de halógenos.</li> <li>- No propagador de la llama.</li> <li>- Baja acidez y corrosividad de los gases.</li> <li>- Baja opacidad de los humos emitidos.</li> <li>- Para conexionado entre placas fotovoltaicas y entre placas fotovoltaicas e inversor (sistema de CC)</li> <li>- Resistente a la intemperie.</li> <li>- Trabajo a temperaturas ambiente extremas, desde -40°C hasta +90°C.</li> </ul>		
<b>P</b> 5002	Cable eléctrico EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 0,6/1 kV AC de 16mm <sup>2</sup>	1	<b>2130,4</b>
	<p>Cable eléctrico modelo EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 0,6/1 kV AC de 16mm<sup>2</sup> de la marca General Cable.                      Características:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Conductor de cobre, flexible clase 5.</li> <li>- Aislamiento de polietileno reticulado (XLPE)</li> <li>- Asiento de armadura de poliolefina libre de halógenos (Z1).</li> <li>- Armadura de fleje corrugado de AL (FA3).</li> <li>- Cubierta de elastómero termoestable libre de halógenos (Z).</li> <li>- Cables certificados con la marca AENOR.</li> <li>- No propagador de la llama.</li> </ul>		

COD	MATERIAL	UD	PVP (€)
P 5003	Cable eléctrico EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 0,6/1 kV AC de 35mm <sup>2</sup>	1	222,8
	<p>Cable eléctrico modelo EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 0,6/1 kV AC de 35mm<sup>2</sup> de la marca General Cable. Características:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Conductor de cobre, flexible clase 5.</li> <li>- Aislamiento de polietileno reticulado (XLPE)</li> <li>- Asiento de armadura de poliolefina libre de halógenos (Z1).</li> <li>- Armadura de fleje corrugado de AL (FA3).</li> <li>- Cubierta de elastómero termoestable libre de halógenos (Z).</li> <li>- Cables certificados con la marca AENOR.</li> <li>- No propagador de la llama.</li> </ul>		
P 5004	Cable eléctrico EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC de 50mm <sup>2</sup>	1	5591,2
	<p>Cable eléctrico modelo EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC de 50mm<sup>2</sup> de la marca General Cable. Características:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Conductor de cobre, flexible clase 5.</li> <li>- Aislamiento de polietileno reticulado (XLPE)</li> <li>- Asiento de armadura de poliolefina libre de halógenos (Z1).</li> <li>- Armadura de fleje corrugado de AL (FA3).</li> <li>- Cubierta de elastómero termoestable libre de halógenos (Z).</li> <li>- Cables certificados con la marca AENOR.</li> <li>- No propagador de la llama.</li> </ul>		

COD	MATERIAL	UD	PVP (€)
P 5005	Cable eléctrico EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 0,6/1 kV AC de 120mm <sup>2</sup>	1	2930,2
	<p>Cable eléctrico modelo EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC de 120mm<sup>2</sup> de la marca General Cable.</p> <p>Características:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Conductor de cobre, flexible clase 5.</li> <li>- Aislamiento de polietileno reticulado (XLPE)</li> <li>- Asiento de armadura de poliolefina libre de halógenos (Z1).</li> <li>- Armadura de fleje corrugado de AL (FA3).</li> <li>- Cubierta de elastómero termoestable libre de halógenos (Z).</li> <li>- Cables certificados con la marca AENOR.</li> <li>- No propagador de la llama.</li> </ul>		
P 5006	Cable eléctrico EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC de 150mm <sup>2</sup>	1	1564,0
	<p>Cable eléctrico modelo EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC de 150mm<sup>2</sup> de la marca General Cable.</p> <p>Características:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Conductor de cobre, flexible clase 5.</li> <li>- Aislamiento de polietileno reticulado (XLPE)</li> <li>- Asiento de armadura de poliolefina libre de halógenos (Z1).</li> <li>- Armadura de fleje corrugado de AL (FA3).</li> <li>- Cubierta de elastómero termoestable libre de halógenos (Z).</li> <li>- Cables certificados con la marca AENOR.</li> <li>- No propagador de la llama.</li> </ul>		

COD	MATERIAL	UD	PVP (€)	
<b>C</b>	<b>CAPÍTULO 6 CANALIZACIÓN</b>			
<b>P</b>	6001	Tubo corrugado reforzado de 16mm <sup>2</sup>	1	<b>386,9</b>
	<p>Tubo corrugado forrado de doble capa de PVC negro para canalizaciones empotradas ordinarias (paredes, techos y falsos techos), para cualquier obra o construcción en general. Características:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Tubo autoextinguible de aplicación en instalaciones a la intemperie, empotrado en suelos, e incluso en módulos prefabricados.</li> <li>- Resistencia a la compresión &gt; 320 Nw. y al impacto de 2 J. a -5 °C.</li> <li>- Cumple la norma UNE-EN-50086-2-2.</li> <li>- Colores conforme a Norma UNE-20333</li> </ul>			
<b>P</b>	6002	Tubo corrugado reforzado de 50mm <sup>2</sup>	1	<b>239,6</b>
	<p>Tubo corrugado forrado de doble capa de PVC negro para canalizaciones empotradas ordinarias (paredes, techos y falsos techos), para cualquier obra o construcción en general. Características:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Tubo Autoextinguible de aplicación en instalaciones a la intemperie, empotrado en suelos, e incluso en módulos prefabricados.</li> <li>- Resistencia a la compresión &gt; 320 Nw. y al impacto de 2 J. a -5 °C.</li> <li>- Cumple la norma UNE-EN-50086-2-2.</li> <li>- Colores conforme a Norma UNE-20333</li> </ul>			
<b>P</b>	6003	Tubo corrugado reforzado de 63mm <sup>2</sup>	1	<b>126,2</b>
	<p>Tubo corrugado forrado de doble capa de PVC negro para canalizaciones empotradas ordinarias (paredes, techos y falsos techos), para cualquier obra o construcción en general. Características:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Tubo Autoextinguible de aplicación en instalaciones a la intemperie, empotrado en suelos, e incluso en módulos prefabricados.</li> <li>- Resistencia a la compresión &gt;320 Nw. y al impacto de 2 J. a -5 °C.</li> <li>- Cumple la norma UNE-EN-50086-2-2.</li> <li>- Colores conforme a Norma UNE-20333</li> </ul>			

<b>COD</b>	<b>MATERIAL</b>	<b>UD</b>	<b>PVP (€)</b>
<b>P 6004</b>	<p>Tubo canalización doble pared rojo de 50mm2</p> <p>Tubo de canalización de doble pared (interior liso y exterior corrugado) para canalizaciones enterradas. Características:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Construido según la norma UNE-EN 50086-2-4.</li> <li>- Tipo N.</li> <li>- Composición de polietileno.</li> <li>- Resistencia a la compresión &gt;450 N.</li> <li>- Resistencia al impacto.</li> <li>- Influencias externas IP54.</li> </ul>	<b>1</b>	<b>31,0</b>
<b>P 6005</b>	<p>Bandeja aislante 66 U23X</p> <p>Bandeja aislante modelo 66 U23X color Gris, marca Unex. Características:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Temperatura mín./máx. de transporte, de almacenamiento, de instalación y de uso entre -20 °C y +60 °C.</li> <li>- Resistente frente a la corrosión y agentes químicos.</li> <li>- Buen comportamiento frente a los rayos UV e intemperie.</li> <li>- No propagador de la llama.</li> </ul>	<b>1</b>	<b>5620,4</b>

COD	MATERIAL	UD	PVP (€)
<b>C</b>	<b>CAPÍTULO 7 PROTECCIONES</b>		
<b>P</b>	<b>7001</b>	<b>1</b>	<b>3437,0</b>
	<p>Interruptor magnetotérmico Compact NSXm 160A 16kA</p> <p>Interruptor automático magnetotérmico modelo Compact NSXm (LV426119) de la marca Schneider.</p> <p>Características:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Corriente nominal: 160 A.</li> <li>- N.º de polos: 4 unidades.</li> <li>- Posición del neutro: izquierda.</li> <li>- Tipo de control: maneta.</li> <li>- Tipo de montaje: mediante tornillos y ajustable en clip.</li> <li>- Tipo de red AC.</li> <li>- Frecuencia: 50/60 Hz.</li> <li>- Poder de corte: 16 kA.</li> </ul>		
<b>P</b>	<b>7002</b>	<b>1</b>	<b>1163,5</b>
	<p>Interruptor magnetotérmico Compact NSXm 160A 25kA</p> <p>Interruptor automático magnetotérmico modelo Compact NSXm (LV426219) de la marca Schneider.</p> <p>Características:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Corriente nominal: 160 A.</li> <li>- N.º de polos: 4 unidades.</li> <li>- Posición del neutro: izquierda.</li> <li>- Tipo de control: maneta.</li> <li>- Tipo de montaje: mediante tornillos y ajustable en clip.</li> <li>- Tipo de red AC.</li> <li>- Frecuencia: 50/60 Hz.</li> <li>- Poder de corte: 25 kA.</li> </ul>		

## 9.2. Mediciones descompuestas

COD	MATERIAL	UD	PVP (€)
<b>C</b>	<b>CAPÍTULO 1</b>		
	<b>PLACAS FOTOVOLTAICAS Y ESTRUCTURAS DE SUJECCIÓN</b>		
<b>P</b>	<b>1001</b>		
	Placa solar EAGLE HC 72P 345W	<b>1</b>	<b>118618,0</b>
	<p>Modulo fotovoltaico marca Jinko, modelo Eagle HC 72P de 345W. Características técnicas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Fabricado con material policristalino.</li> <li>- Aumento de la eficiencia en un 17,5 % debido a la estructura de media celda.</li> <li>- El vidrio y la textura de la superficie de las celdas solares permiten un excelente rendimiento en entornos de poca luz.</li> <li>- Alta resistencia frente agentes medioambientales.</li> </ul>		
	Material	ud	Precio (€)
	Placa	704	150,0
	Peq mat	0,03	150,0
	Oficial de 1ª (h)	184	28,0
	Oficial de 2ª (h)	184	22,0
	Maquinaria pesada	10	65,0
		<b>Total</b>	<b>118618,0</b>
<b>P</b>	<b>1002</b>		
	Estructura de sujeción 4 ud. CVE915	<b>1</b>	<b>2379,7</b>
	<p>Estructura de sujeción para 4 módulos fotovoltaicos. Modelo CVE915 de la marca Sunfer. Características:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Montaje sobre cubierta plana o suelo.</li> <li>- Inclinación de la estructura a 30º.</li> <li>- Material de aluminio EN AW 6005A T6.</li> <li>- Compatible con paneles de 2000mm de alto y 1000mm de ancho.</li> <li>- Resistente a las inclemencias medioambientales.</li> </ul>		
	Material	ud	Precio (€)
	Soporte	9	218,9
	Peq mat	0,03	1970,1
	Oficial de 1ª (h)	6,75	28,0
	Oficial de 2ª (h)	6,75	22,0
	Maquinaria pesada (h)	0,2	65,0
		<b>Total</b>	<b>2380</b>

<b>COD</b>	<b>MATERIAL</b>	<b>UD</b>	<b>PVP (€)</b>	
<b>P 1003</b>	Estructura de sujeción 8 ud. CVE915	<b>1</b>	<b>13057,3</b>	
<p>Estructura de sujeción para 8 módulos fotovoltaicos.                      Modelo CVE915 de la marca Sunfer. Características:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Montaje sobre cubierta plana o suelo.</li> <li>- Inclinación de la estructura a 30º.</li> <li>- Material de aluminio EN AW 6005A T6.</li> <li>- Compatible con paneles de 2000mmde alto y 1000mm de ancho.</li> <li>- Resistente a las inclemencias medioambientales.</li> </ul>				
	Material	ud	Precio (€)	Total
	Soporte	26	411,1	10689,1
	Peq mat	0,03	10689,1	320,7
	Oficial de 1ª (h)	39	28,0	1092,0
	Oficial de 2ª (h)	39	22,0	858,0
	Maquinaria pesada (h)	1,5	65,0	97,5
			<b>Total</b>	<b>13057,3</b>
<b>P 1004</b>	Estructura de sujeción 12 ud. CVE915	<b>1</b>	<b>741,8</b>	
<p>Estructura de sujeción para 12 módulos fotovoltaicos.                      Modelo CVE915 de la marca Sunfer. Características:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Montaje sobre cubierta plana o suelo.</li> <li>- Inclinación de la estructura a 30º.</li> <li>- Material de aluminio EN AW 6005A T6.</li> <li>- Compatible con paneles de 2000mmde alto y 1000mm de ancho.</li> <li>- Resistente a las inclemencias medioambientales.</li> </ul>				
	Material	ud	Precio (€)	Total
	Soporte	1	628,9	628,9
	Peq mat	0,03	628,9	18,9
	Oficial de 1ª (h)	1,75	28,0	49,0
	Oficial de 2ª (h)	1,75	22,0	38,5
	Maquinaria pesada (h)	0,1	65,0	6,5
			<b>Total</b>	<b>741,8</b>

COD	MATERIAL	UD	PVP (€)
P 1005	Estructura de sujeción 16 ud. CVE915	1	<b>27384,0</b>
<p>Estructura de sujeción para 16 módulos fotovoltaicos.                      Modelo CVE915 de la marca Sunfer. Características:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Montaje sobre cubierta plana o suelo.</li> <li>- Inclinación de la estructura a 30º.</li> <li>- Material de aluminio EN AW 6005A T6.</li> <li>- Compatible con paneles de 2000mmde alto y 1000mm de ancho.</li> <li>- Resistente a las inclemencias medioambientales.</li> </ul>			
	Material	ud	Precio (€)
			Total
	Soporte	28	847,5
	Peq mat	0,03	847,5
	Oficial de 1ª (h)	70	28,0
	Oficial de 2ª (h)	70	22,0
	Maquinaria pesada (h)	2	65,0
			<b>27384,0</b>

COD	MATERIAL	UD	PVP (€)
<b>C</b>	<b>CAPÍTULO 2</b>	<b>CUADROS DE CONEXIÓN DE CC E INVERSORES</b>	
<b>P</b>	2001	Inversor Sunny Highpower Peak1	1 <b>21825,2</b>
<p>Inversor fotovoltaico modelo Sunny Highpower Peak1 de la marca SMA. Características:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Proporciona un montaje inteligente del sistema, instalando todos los inversores de forma centralizada.</li> <li>- Se consigue una disminución de inversores instalados gracias a su elevada potencia y rendimiento óptimo.</li> <li>- Proporción CC/CA máxima posible del 150%.</li> <li>- Planificación flexible de plantas fotovoltaicas de grandes dimensiones con intervalos de 75 kW.</li> <li>- Costes de funcionamiento muy bajos</li> </ul>			
	Material	ud	Precio (€)
	Inversor	4	4771,3
	Peq mat	0,03	19085,0
	Oficial de 1ª (h)	9	28,0
	Oficial de 2ª (h)	9	22,0
		<b>Total</b>	<b>21825,2</b>
<b>P</b>	2002	Caja de strings DC-CMB-U10-16	1 <b>2657,2</b>
<p>Caja de conexiones de strings modelo DC-CMB-U10-16 de la marca SMA. Características:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Agrupación y protección de 16 strings para flexibilizar el diseño de la planta.</li> <li>- Tension del generador fotovoltaico de 1000 V.</li> <li>- Instalación sencilla gracias al diseño compacto y al peso reducido.</li> <li>- Interruptor-seccionador de potencia de CC integrado para la mayor seguridad.</li> <li>- Funcionamiento a temperaturas ambiente de entre -25 °C y +60 °C y hasta los 4000 m de altura sobre el nivel del mar.</li> </ul>			
	Material	ud	Precio (€)
	Caja de strings	4	560,0
	Peq mat	0,03	2240,0
	Oficial de 1ª (h)	7	28,0
	Oficial de 2ª (h)	7	22,0
		<b>Total</b>	<b>2657,2</b>

COD	MATERIAL	UD	PVP (€)	
<b>C</b>	<b>CAPÍTULO 3 MULTICLUSTER Y GRUPOELECTRÓGENO</b>			
<b>P</b>	<b>3001</b>	<b>Multicluster Box 36</b>	<b>1 14929,0</b>	
<p>Multicluster Box modelo 36 para Sunny Island de la marca SMA. Características:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Tres clases diferentes de potencia de entre 20 kW y 300 kW.</li> <li>- Distribución integrada de CA para Sunny Island, generadores, plantas fotovoltaicas.</li> <li>- Contactor de deslastre de carga integrado.</li> <li>- Derivación automática para el generador.</li> <li>- Protección activa contra el funcionamiento en isla.</li> <li>- Monitorización de corriente inversa.</li> <li>- Elevada clase de protección IP54.</li> </ul>				
	Material	ud	Precio (€)	Total (€)
	Inversor	1	14300,0	14300,0
	Peq mat	0,03	14300,0	429,0
	Oficial de 1ª (h)	4	28,0	112,0
	Oficial de 2ª (h)	4	22,0	88,0
			<b>Total</b>	<b>14929,0</b>
<b>P</b>	<b>3002</b>	<b>Grupo electrógeno BGPS 85 ME</b>	<b>1 14359,5</b>	
<p>Grupo electrógeno modelo BGPS 85 ME de la marca Dagartech. Características:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Motorización Perkins y alternador Stamford.</li> <li>- Arranque automático.</li> <li>- Bancada electro-soldada de acero, pintada con pintura electrostática a base de polvo de epoxi-poliéster.</li> <li>- Depósito de combustible ubicado en la propia bancada.</li> <li>- Cabina electro-soldada de acero, pintada con pintura electrostática a base de polvo de epoxi-poliéster.</li> <li>- Equipado con placa de control Deep Sea Electronics y cargador de baterías del mismo fabricante, batería VARTA e interruptor Schneider.</li> </ul>				
	Material	ud	Precio (€)	Total
	Caja de strings	1	13650,0	13650,0
	Peq mat	0,03	13650,0	409,5
	Oficial de 1ª (h)	6	28,0	168,0
	Oficial de 2ª (h)	6	22,0	132,0
			<b>Total</b>	<b>14359,5</b>

COD	MATERIAL	UD	PVP (€)	
<b>C</b>	<b>CAPÍTULO 4 REGULADORES DE CARGA Y BATERIAS</b>			
<b>P</b>	<b>4001</b>	<b>Regulador de carga Sunny Island 8.0H</b>	<b>1 99891,8</b>	
	<p>Regulador de carga modelo Sunny Island 8.0H de la marca SMA. Características:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Integrable y ampliable de forma modular en sistemas monofásicos y trifásicos de entre 1 y 30 kW.</li> <li>- Compatible con todas las baterías de plomo y más de 20 baterías de iones de litio diferentes.</li> <li>- Expandible con la tecnología multiclúster de SMA para sistemas de entre 20 y 300 kW.</li> <li>- Uso de las interfaces estándar WLAN y ethernet.</li> <li>- Monitorización local a través de la interfaz de usuario.</li> <li>- Registro de datos optimizado para una transparencia máxima incluso sin acceso permanente a internet.</li> </ul>			
	Material	ud	Precio (€)	Total (€)
	Regulador	27	3538,0	95526,0
	Peq mat	0,03	95526,0	2865,8
	Oficial de 1ª (h)	30	28,0	840,0
	Oficial de 2ª (h)	30	22,0	660,0
			<b>Total</b>	<b>99891,8</b>
<b>P</b>	<b>4002</b>	<b>Batería 12PVS 1800</b>	<b>1 403364,0</b>	
	<p>Batería estacionaria modelo 12 PVS 1800 de la marca BAE. Características:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Placa positiva tubular protegida con una funda solida de rejilla de poliéster y bajo contenido de antimonio.</li> <li>- Placa negativa tipo rejilla con una aleación con bajo contenido en antimonio y un material expandible de larga duración.</li> <li>- Ácido sulfúrico con una densidad de 1.24 kg/l a 20º C.</li> <li>- Contenedor transparente y de alta resistencia a los impactos.</li> <li>- Bornes protegidos al 100% contra el gas y electrolito, revestimiento plástico.</li> <li>- Capacidad nominal C10: 1320 Ah, C100: 1740 Ah y C120:1752 Ah.</li> </ul>			
	Material	ud	Precio (€)	Total
	Batería	648	600,0	388800,0
	Peq mat	0,03	388800,0	11664,0
	Oficial de 1ª (h)	58	28,0	1624,0
	Oficial de 2ª (h)	58	22,0	1276,0
			<b>Total</b>	<b>403364</b>

COD	MATERIAL	UD	PVP (€)	
<b>C</b>	<b>CAPÍTULO 5 CABLEADO</b>			
<b>P</b>	<b>5001</b>			
	Cable eléctrico Exzhellent Solar ZZ-F (PV1-F TÜV) de 4mm <sup>2</sup>	1	<b>2283,2</b>	
	Cable eléctrico modelo Exzhellent Solar ZZ-F (PV1-F TÜV) de 4mm <sup>2</sup> de la marca General Cable. Características:			
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Conductor de cobre estañado de clase 5.</li> <li>- Aislamiento de elastómero termoestable libre de halógenos.</li> <li>- Cubierta de elastómero termoestable libre de halógenos.</li> <li>- No propagador de la llama.</li> <li>- Baja acidez y corrosividad de los gases.</li> <li>- Baja opacidad de los humos emitidos.</li> <li>- Para conexionado entre placas fotovoltaicas y entre placas fotovoltaicas e inversor (sistema de CC)</li> <li>- Resistente a la intemperie.</li> <li>- Trabajo a temperaturas ambiente extremas, desde -40°C hasta +90°C.</li> </ul>			
	Material	ud	Precio (€)	Total (€)
	Cable	4500	0,3	1440,0
	Peq mat	0,03	1440,0	43,2
	Oficial de 1ª (h)	16	28,0	448,0
	Oficial de 2ª (h)	16	22,0	352,0
			<b>Total</b>	<b>2283,2</b>
<b>P</b>	<b>5002</b>			
	Cable eléctrico EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 0,6/1 kV AC de 16mm <sup>2</sup>	1	<b>2130,4</b>	
	Cable eléctrico modelo EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 0,6/1 kV AC de 16mm <sup>2</sup> de la marca General Cable. Características:			
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Conductor de cobre, flexible clase 5.</li> <li>- Aislamiento de polietileno reticulado (XLPE)</li> <li>- Asiento de armadura de poliolefina libre de halógenos (Z1).</li> <li>- Armadura de fleje corrugado de AL (FA3).</li> <li>- Cubierta de elastómero termoestable libre de halógenos (Z).</li> <li>- Cables certificados con la marca AENOR.</li> <li>- No propagador de la llama.</li> </ul>			
	Material	ud	Precio (€)	Total
	Cable	1500	1,1	1680,0
	Peq mat	0,03	1680,0	50,4
	Oficial de 1ª (h)	8	28,0	224,0
	Oficial de 2ª (h)	8	22,0	176,0
			<b>Total</b>	<b>2130,4</b>

COD	MATERIAL	UD	PVP (€)	
P 5003	Cable eléctrico EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 0,6/1 kV AC de 35mm <sup>2</sup>	1	222,8	
	<p>Cable eléctrico modelo EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 0,6/1 kV AC de 35mm<sup>2</sup> de la marca General Cable. Características:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Conductor de cobre, flexible clase 5.</li> <li>- Aislamiento de polietileno reticulado (XLPE)</li> <li>- Asiento de armadura de poliolefina libre de halógenos (Z1).</li> <li>- Armadura de fleje corrugado de AL (FA3).</li> <li>- Cubierta de elastómero termoestable libre de halógenos (Z).</li> <li>- Cables certificados con la marca AENOR.</li> <li>- No propagador de la llama.</li> </ul>			
	Material	ud	Precio (€)	Total (€)
	Cable	80	2,4	192,0
	Peq mat	0,03	192,0	5,8
	Oficial de 1ª (h)	0,5	28,0	14,0
	Oficial de 2ª (h)	0,5	22,0	11,0
			<b>Total</b>	<b>222,8</b>
P 5004	Cable eléctrico EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC de 50mm <sup>2</sup>	1	5591,2	
	<p>Cable eléctrico modelo EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC de 50mm<sup>2</sup> de la marca General Cable. Características:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Conductor de cobre, flexible clase 5.</li> <li>- Aislamiento de polietileno reticulado (XLPE)</li> <li>- Asiento de armadura de poliolefina libre de halógenos (Z1).</li> <li>- Armadura de fleje corrugado de AL (FA3).</li> <li>- Cubierta de elastómero termoestable libre de halógenos (Z).</li> <li>- Cables certificados con la marca AENOR.</li> <li>- No propagador de la llama.</li> </ul>			
	Material	ud	Precio (€)	Total
	Cable	1500	3,4	5040,0
	Peq mat	0,03	5040,0	151,2
	Oficial de 1ª (h)	8	28,0	224,0
	Oficial de 2ª (h)	8	22,0	176,0
			<b>Total</b>	<b>5591,2</b>

COD	MATERIAL	UD	PVP (€)	
P 5005	Cable eléctrico EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 0,6/1 kV AC de 120mm <sup>2</sup>	1	2930,2	
	<p>Cable eléctrico modelo EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC de 120mm<sup>2</sup> de la marca General Cable.</p> <p>Características:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Conductor de cobre, flexible clase 5.</li> <li>- Aislamiento de polietileno reticulado (XLPE)</li> <li>- Asiento de armadura de poliolefina libre de halógenos (Z1).</li> <li>- Armadura de fleje corrugado de AL (FA3).</li> <li>- Cubierta de elastómero termoestable libre de halógenos (Z).</li> <li>- Cables certificados con la marca AENOR.</li> <li>- No propagador de la llama.</li> </ul>			
	Material	ud	Precio (€)	Total
	Cable	350	7,9	2772,0
	Peq mat	0,03	2772,0	83,2
	Oficial de 1ª (h)	1,5	28,0	42,0
	Oficial de 2ª (h)	1,5	22,0	33,0
			Total	<b>2930,2</b>
P 5006	Cable eléctrico EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC de 150mm <sup>2</sup>	1	1564,0	
	<p>Cable eléctrico modelo EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC de 150mm<sup>2</sup> de la marca General Cable.</p> <p>Características:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Conductor de cobre, flexible clase 5.</li> <li>- Aislamiento de polietileno reticulado (XLPE)</li> <li>- Asiento de armadura de poliolefina libre de halógenos (Z1).</li> <li>- Armadura de fleje corrugado de AL (FA3).</li> <li>- Cubierta de elastómero termoestable libre de halógenos (Z).</li> <li>- Cables certificados con la marca AENOR.</li> <li>- No propagador de la llama.</li> </ul>			
	Material	ud	Precio (€)	Total
	Cable	150	9,9	1482,0
	Peq mat	0,03	1482,0	44,5
	Oficial de 1ª (h)	0,75	28,0	21,0
	Oficial de 2ª (h)	0,75	22,0	16,5
			Total	<b>1564</b>

COD	MATERIAL	UD	PVP (€)	
P 5007	Cable eléctrico de protección H07Z1-K VA4 de 4mm <sup>2</sup>	1	<b>182,4</b>	
<p>Cable eléctrico modelo H07Z1-K VA4 de 4mm<sup>2</sup> de la marca Sumidelec. Características:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Conductor de cobre, flexible clase 5.</li> <li>- Aislamiento de polietileno reticulado (XLPE)</li> <li>- Cubierta de elastómero termoestable libre de halógenos (Z).</li> <li>- Cables certificados con la marca AENOR.</li> <li>- No propagador de la llama.</li> </ul>				
	Material	ud	Precio (€)	Total
	Cable	400	0,2	80,0
	Peq mat	0,03	80,0	2,4
	Oficial de 1ª (h)	2	28,0	56,0
	Oficial de 2ª (h)	2	22,0	44,0
			<b>Total</b>	<b>182,4</b>
P 5008	Cable eléctrico de protección H07Z1-K VA16 de 16mm <sup>2</sup>	1	<b>18,2</b>	
<p>Cable eléctrico modelo H07Z1-K VA16 de 16mm<sup>2</sup> de la marca Sumidelec. Características:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Conductor de cobre, flexible clase 5.</li> <li>- Aislamiento de polietileno reticulado (XLPE)</li> <li>- Cubierta de elastómero termoestable libre de halógenos (Z).</li> <li>- Cables certificados con la marca AENOR.</li> <li>- No propagador de la llama.</li> </ul>				
	Material	ud	Precio (€)	Total
	Cable	20	0,6	12,8
	Peq mat	0,03	12,8	0,4
	Oficial de 1ª (h)	0,1	28,0	2,8
	Oficial de 2ª (h)	0,1	22,0	2,2
			<b>Total</b>	<b>18,2</b>

<b>COD</b>	<b>MATERIAL</b>	<b>UD</b>	<b>PVP (€)</b>	
<b>P 5009</b>	Cable eléctrico de protección H07Z1-K VA25 de 25mm <sup>2</sup>	<b>1</b>	<b>37,1</b>	
	Cable eléctrico modelo H07Z1-K VA16 de 25mm <sup>2</sup> de la marca Sumidelec. Características:  - Conductor de cobre, flexible clase 5. - Aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) - Cubierta de elastómero termoestable libre de halógenos (Z). - Cables certificados con la marca AENOR. - No propagador de la llama.			
	Material	ud	Precio (€)	Total
	Cable	30	1,0	31,2
	Peq mat	0,03	31,2	0,9
	Oficial de 1ª (h)	0,1	28,0	2,8
	Oficial de 2ª (h)	0,1	22,0	2,2
			<b>Total</b>	<b>37,1</b>

COD	MATERIAL	UD	PVP (€)
<b>C</b>	<b>CAPÍTULO 6 CANALIZACIÓN</b>		
<b>P</b>	<b>6001</b>	<b>1</b>	<b>386,9</b>
	<p>Tubo corrugado reforzado de 16mm<sup>2</sup></p> <p>Tubo corrugado forrado de doble capa de PVC negro para canalizaciones empotradas ordinarias (paredes, techos y falsos techos), para cualquier obra o construcción en general. Características:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Tubo autoextinguible de aplicación en instalaciones a la intemperie, empotrado en suelos, e incluso en módulos prefabricados.</li> <li>- Resistencia a la compresión &gt;320 Nw. y al impacto de 2 J. a -5 °C.</li> <li>- Cumple la norma UNE-EN-50086-2-2.</li> <li>- Colores conforme a Norma UNE-20333</li> </ul>		
	Material	ud	Precio (€)
			Total (€)
	Tubo	1150	0,2
	Peq mat	0,03	230,0
	Oficial de 1ª (h)	3	28,0
	Oficial de 2ª (h)	3	22,0
		<b>Total</b>	<b>386,9</b>
<b>P</b>	<b>6002</b>	<b>1</b>	<b>239,6</b>
	<p>Tubo corrugado reforzado de 50mm<sup>2</sup></p> <p>Tubo corrugado forrado de doble capa de PVC negro para canalizaciones empotradas ordinarias (paredes, techos y falsos techos), para cualquier obra o construcción en general. Características:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Tubo autoextinguible de aplicación en instalaciones a la intemperie, empotrado en suelos, e incluso en módulos prefabricados.</li> <li>- Resistencia a la compresión &gt;320 Nw. y al impacto de 2 J. a -5 °C.</li> <li>- Cumple la norma UNE-EN-50086-2-2.</li> <li>- Colores conforme a Norma UNE-20333</li> </ul>		
	Material	ud	Precio (€)
			Total
	Tubo	215	0,9
	Peq mat	0,03	184,0
	Oficial de 1ª (h)	1	28,0
	Oficial de 2ª (h)	1	22,0
		<b>Total</b>	<b>240</b>

COD	MATERIAL	UD	PVP (€)	
P 6003	Tubo corrugado reforzado de 63mm <sup>2</sup>	1	126,2	
	<p>Tubo corrugado forrado de doble capa de PVC negro para canalizaciones empotradas ordinarias (paredes, techos y falsos techos), para cualquier obra o construcción en general. Características:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Tubo Autoextinguible de aplicación en instalaciones a la intemperie, empotrado en suelos, e incluso en módulos prefabricados.</li> <li>- Resistencia a la compresión &gt;320 Nw. y al impacto de 2 J. a -5 °C.</li> <li>- Cumple la norma UNE-EN-50086-2-2.</li> <li>- Colores conforme a Norma UNE-20333</li> </ul>			
	Material	ud	Precio (€)	Total (€)
	Tubo	80	1,1	86,1
	Peq mat	0,03	86,1	2,6
	Oficial de 1ª (h)	0,75	28,0	21,0
	Oficial de 2ª (h)	0,75	22,0	16,5
			<b>Total</b>	<b>126,2</b>
P 6004	Tubo canalización doble pared rojo de 50mm <sup>2</sup>	1	31,0	
	<p>Tubo de canalización de doble pared (interior liso y exterior corrugado) para canalizaciones enterradas. Características:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Construido según la norma UNE-EN 50086-2-4.</li> <li>- Tipo N.</li> <li>- Composición de polietileno.</li> <li>- Resistencia a la compresión &gt;450 N.</li> <li>- Resistencia al impacto.</li> <li>- Influencias externas IP54.</li> </ul>			
	Material	ud	Precio (€)	Total
	Tubo	15	1,2	18,0
	Peq mat	0,03	18,0	0,5
	Oficial de 1ª (h)	0,25	28,0	7,0
	Oficial de 2ª (h)	0,25	22,0	5,5
			<b>Total</b>	<b>31</b>

COD	MATERIAL	UD	PVP (€)	
P 6005	Bandeja aislante 66 U23X	1	5620,4	
<p>Bandeja aislante modelo 66 U23X color gris, marca Unex.                      Características:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Temperatura mín./máx. de transporte, de almacenamiento, de instalación y de uso entre -20 °C y +60 °C.</li> <li>- Resistente frente a la corrosión y agentes químicos.</li> <li>- Buen comportamiento frente a los rayos UV e intemperie.</li> <li>- No propagador de la llama.</li> </ul>				
	Material	ud	Precio (€)	Total (€)
	Canaleta	400	11,7	4680,0
	Peq mat	0,03	4680,0	140,4
	Oficial de 1ª (h)	16	28,0	448,0
	Oficial de 2ª (h)	16	22,0	352,0
			<b>Total</b>	<b>5620,4</b>

COD	MATERIAL	UD	PVP (€)																								
<b>C</b>	<b>CAPÍTULO 7 PROTECCIONES</b>																										
<b>P</b>	<b>7001</b>																										
	<p>Interrupor magnetotérmico Compact NSXm 160A 16kA</p> <p>Interrupor automático magnetotérmico modelo Compact NSXm (LV426119) de la marca Schneider. Características:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Corriente nominal: 160 A.</li> <li>- N.º de polos: 4 unidades.</li> <li>- Posición del neutro: izquierda.</li> <li>- Tipo de control: maneta.</li> <li>- Tipo de montaje: mediante tornillos y ajustable en clip.</li> <li>- Tipo de red AC.</li> <li>- Frecuencia: 50/60 Hz.</li> <li>- Poder de corte: 16 kA.</li> </ul>	<b>1</b>	<b>3437,0</b>																								
	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Material</th> <th>ud</th> <th>Precio (€)</th> <th>Total (€)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Tubo</td> <td>3</td> <td>1104,2</td> <td>3312,6</td> </tr> <tr> <td>Peq mat</td> <td>0,03</td> <td>3312,6</td> <td>99,4</td> </tr> <tr> <td>Oficial de 1ª (h)</td> <td>0,5</td> <td>28,0</td> <td>14,0</td> </tr> <tr> <td>Oficial de 2ª (h)</td> <td>0,5</td> <td>22,0</td> <td>11,0</td> </tr> <tr> <td colspan="3" style="text-align: right;"><b>Total</b></td> <td><b>3437,0</b></td> </tr> </tbody> </table>	Material	ud	Precio (€)	Total (€)	Tubo	3	1104,2	3312,6	Peq mat	0,03	3312,6	99,4	Oficial de 1ª (h)	0,5	28,0	14,0	Oficial de 2ª (h)	0,5	22,0	11,0	<b>Total</b>			<b>3437,0</b>		
Material	ud	Precio (€)	Total (€)																								
Tubo	3	1104,2	3312,6																								
Peq mat	0,03	3312,6	99,4																								
Oficial de 1ª (h)	0,5	28,0	14,0																								
Oficial de 2ª (h)	0,5	22,0	11,0																								
<b>Total</b>			<b>3437,0</b>																								
<b>P</b>	<b>7002</b>																										
	<p>Interrupor magnetotérmico Compact NSXm 160A 25kA</p> <p>Interrupor automático magnetotérmico modelo Compact NSXm (LV426219) de la marca Schneider. Características:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Corriente nominal: 160 A.</li> <li>- N.º de polos: 4 unidades.</li> <li>- Posición del neutro: izquierda.</li> <li>- Tipo de control: maneta.</li> <li>- Tipo de montaje: mediante tornillos y ajustable en clip.</li> <li>- Tipo de red AC.</li> <li>- Frecuencia: 50/60 Hz.</li> <li>- Poder de corte: 25 kA.</li> </ul>	<b>1</b>	<b>1163,5</b>																								
	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Material</th> <th>ud</th> <th>Precio (€)</th> <th>Total</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Tubo</td> <td>1</td> <td>1117,5</td> <td>1117,5</td> </tr> <tr> <td>Peq mat</td> <td>0,03</td> <td>1117,5</td> <td>33,5</td> </tr> <tr> <td>Oficial de 1ª (h)</td> <td>0,25</td> <td>28,0</td> <td>7,0</td> </tr> <tr> <td>Oficial de 2ª (h)</td> <td>0,25</td> <td>22,0</td> <td>5,5</td> </tr> <tr> <td colspan="3" style="text-align: right;"><b>Total</b></td> <td><b>1163,5</b></td> </tr> </tbody> </table>	Material	ud	Precio (€)	Total	Tubo	1	1117,5	1117,5	Peq mat	0,03	1117,5	33,5	Oficial de 1ª (h)	0,25	28,0	7,0	Oficial de 2ª (h)	0,25	22,0	5,5	<b>Total</b>			<b>1163,5</b>		
Material	ud	Precio (€)	Total																								
Tubo	1	1117,5	1117,5																								
Peq mat	0,03	1117,5	33,5																								
Oficial de 1ª (h)	0,25	28,0	7,0																								
Oficial de 2ª (h)	0,25	22,0	5,5																								
<b>Total</b>			<b>1163,5</b>																								

### 9.3. Resumen presupuesto

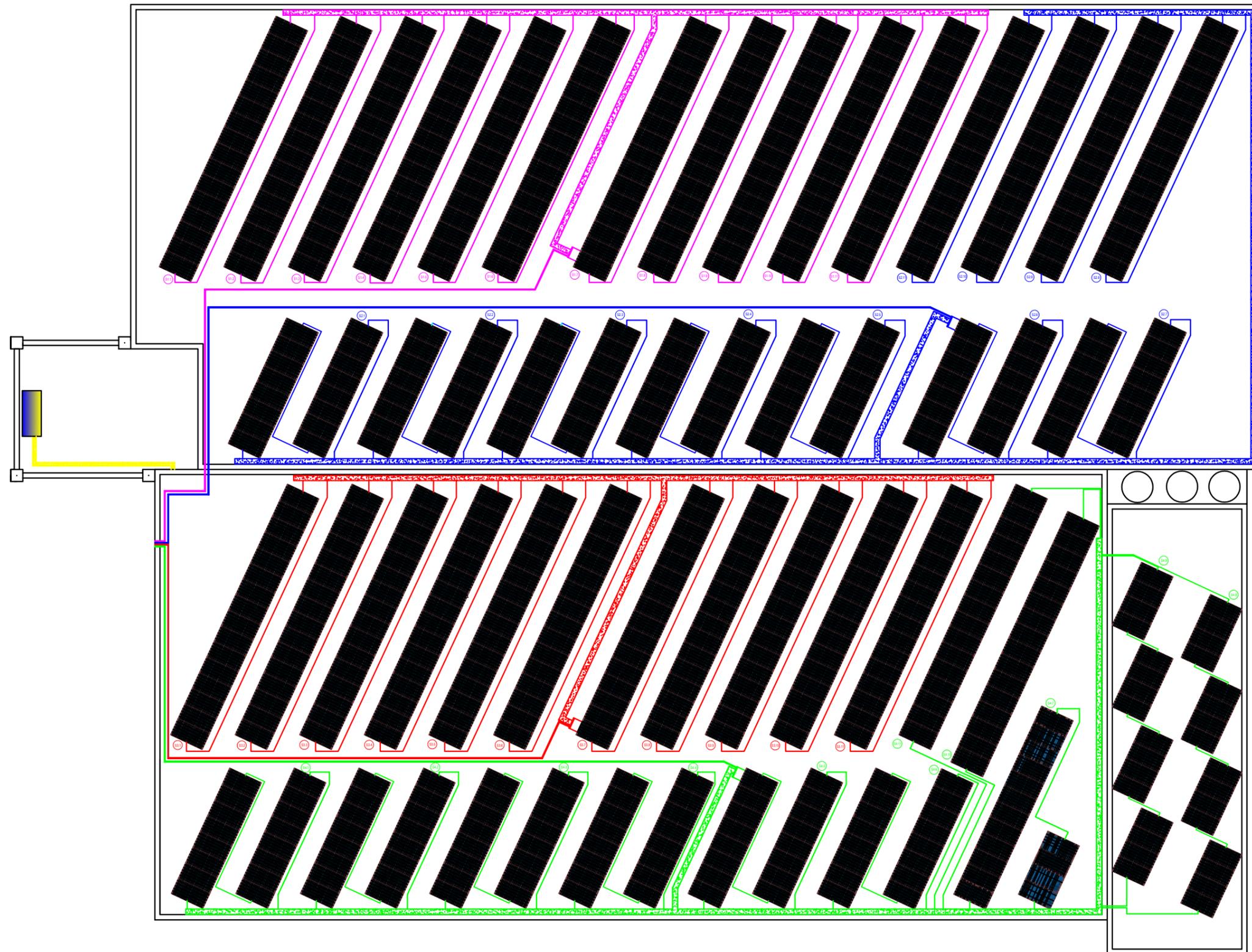
COD	MATERIAL	UD	PVP (€)
<b>C</b>	<b>CAPÍTULO 1</b>	<b>PLACAS FOTOVOLTAICAS Y ESTRUCTURAS DE SUJECCIÓN</b>	
P	1001	1	118618,0
P	1002	1	2379,7
P	1003	1	13057,3
P	1004	1	741,8
P	1005	1	27384,0
<b>TOTAL</b>			<b>162180,8</b>
<b>C</b>	<b>CAPÍTULO 2</b>	<b>CUADROS DE CONEXIÓN DE CC E INVERSORES</b>	
P	2001	1	21825,2
P	2002	1	2657,2
<b>TOTAL</b>			<b>24482,4</b>
<b>C</b>	<b>CAPÍTULO 3</b>	<b>MULTICLUSTER Y GRUPOELECTRÓGENO</b>	
P	3001	1	14929,0
P	3002	1	14359,5
<b>TOTAL</b>			<b>29288,5</b>
<b>C</b>	<b>CAPÍTULO 4</b>	<b>REGULADORES DE CARGA Y BATERIAS</b>	
P	4001	1	99891,8
P	4002	1	403364,0
<b>TOTAL</b>			<b>503255,8</b>
<b>C</b>	<b>CAPÍTULO 5</b>	<b>CABLEADO</b>	
P	5001	1	2283,2
P	5002	1	2130,4
P	5003	1	222,8
P	5004	1	5591,2
P	5005	1	2930,2
P	5006	1	1564,0
<b>TOTAL</b>			<b>14721,7</b>
<b>C</b>	<b>CAPÍTULO 6</b>	<b>CANALIZACIÓN</b>	
P	6001	1	386,9
P	6002	1	239,6
P	6003	1	126,2
P	6004	1	31,0
P	6005	1	5620,4
<b>TOTAL</b>			<b>6404,1</b>
<b>C</b>	<b>CAPÍTULO 7</b>	<b>PROTECCIONES</b>	
P	7001	1	3437,0
P	7002	1	1163,5
<b>TOTAL</b>			<b>4600,5</b>
<b>TOTAL PRESUPUESTO</b>			<b>744933,7</b>

Asciende el presupuesto general a la expresa cantidad de SETECIENTOS CUARENTA Y CUATRO MIL NOVECIENTOS TREINTA Y TRES EUROS con SETENTA CÉNTIMOS

## 11. Planos



Fecha: 05/09/2019	Ref.: PLANOS	Localización: Valencia	Técnico: AlfredoGala	Revisión:
Proyecto: TFG	Denominación: Ubicación industria			Escala: -

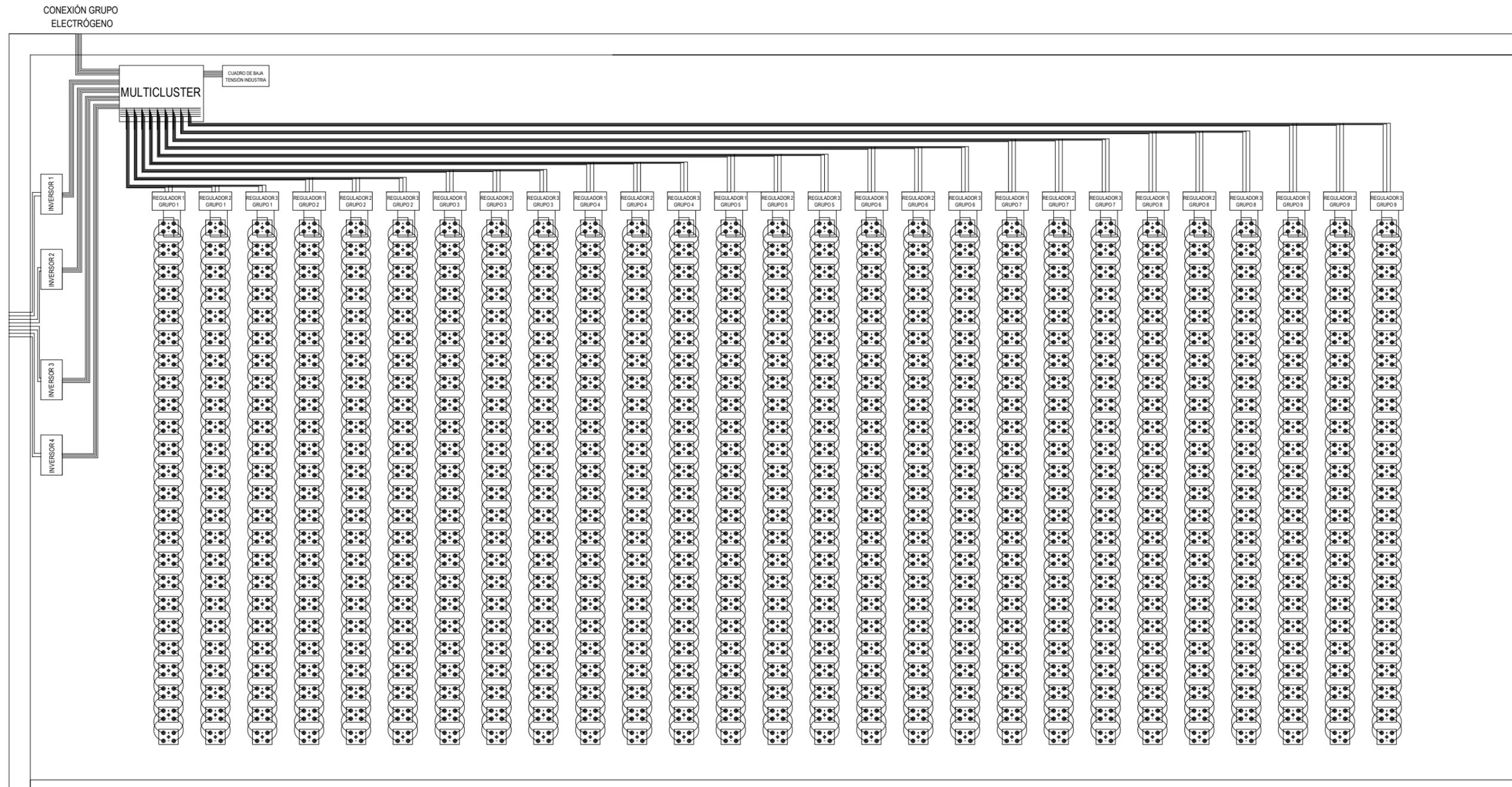


LEYENDA	
	PLACA FOTOVOLTAICA
	CABLEADO DEL CUADRO CC N°1
	CABLEADO DEL CUADRO CC N°2
	CABLEADO DEL CUADRO CC N°3
	CABLEADO DEL CUADRO CC N°4
	CUADRO CC N°1
	CUADRO CC N°2
	CUADRO CC N°3
	CUADRO CC N°4
	BANDEJA AISLANTE DEL CUADRO CC N°1
	BANDEJA AISLANTE DEL CUADRO CC N°2
	BANDEJA AISLANTE DEL CUADRO CC N°3
	BANDEJA AISLANTE DEL CUADRO CC N°4
	IDENTIFICADOR DE STRING DEL CUADRO CC N°1
	IDENTIFICADOR DE STRING DEL CUADRO CC N°2
	IDENTIFICADOR DE STRING DEL CUADRO CC N°3
	IDENTIFICADOR DE STRING DEL CUADRO CC N°4
	GRUPO ELECTROGENO
	CANALIZACION ENTERRADA GRUPO ELECTROGENO

Fecha: 05/09/2019	Ref.: PLANOS	Localización: Industria	Técnico: Alfredo Gala	Revisión:
Proyecto: TFG	Denominación: Distribución elementos exteriores	Escala: 1:250		

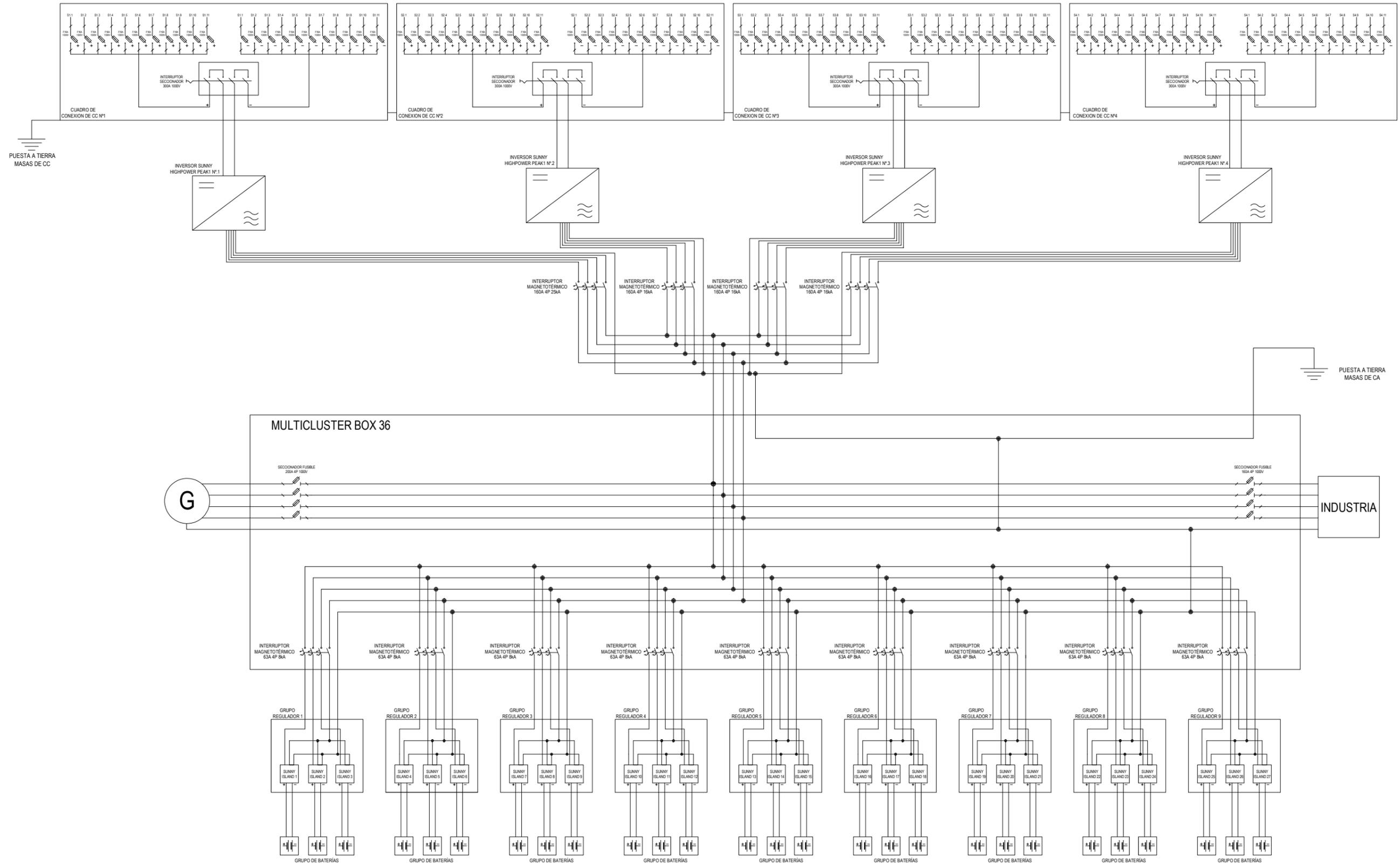


Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño



Fecha: 05/09/2019	Ref.: PLANOS	Localización: Industria	Técnico: Alfredo Gala	Revisión:
Proyecto: TFG	Denominación: Ubicación elementos interiores			Escala: 1:60

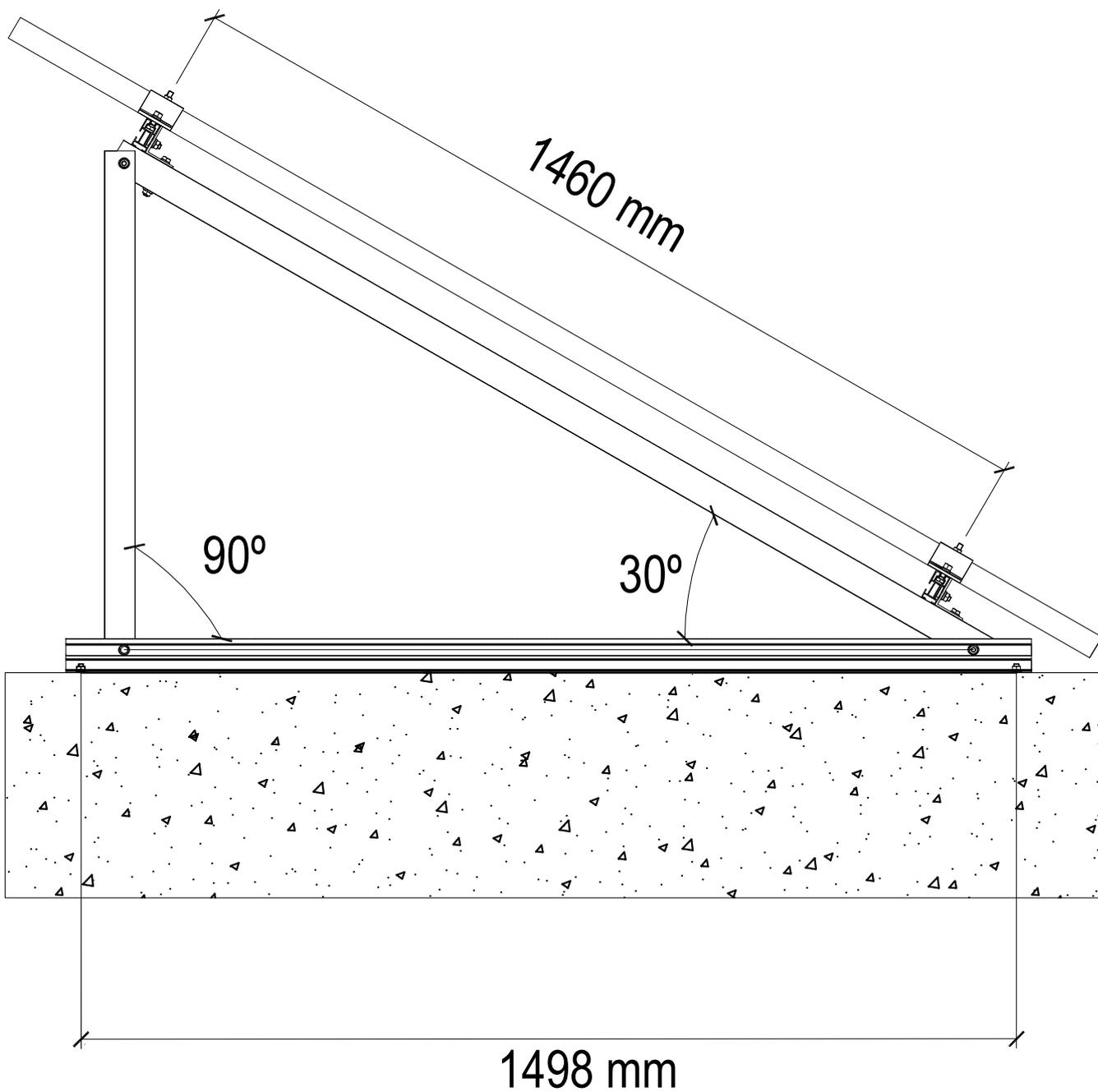




Fecha: 05/09/2019	Ref.: PLANOS	Localizacion: Industria	Técnico: Alfredo Gala	Revisión:
Proyecto: TFG	Denominación: Esquema unifilar	Escala: -		



Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

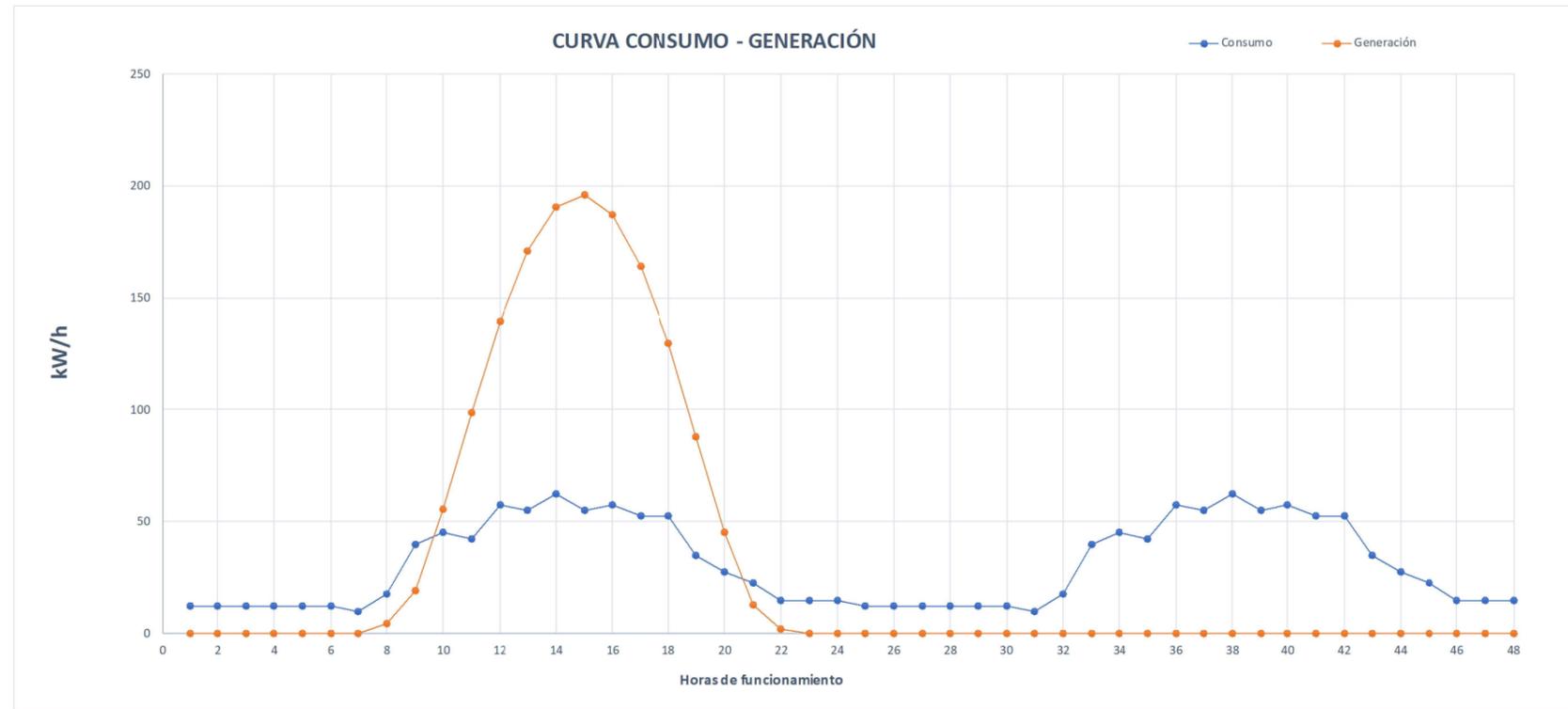


Fecha: 05/09/2019	Ref.: PLANOS	Localización: Industria	Técnico: Alfredo Gala	Revisión:	 <small>Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño</small>
Proyecto: TFG	Denominación: Soporte fotovoltaico		Escala: 1:10		

## 12. Anexo 1: Tablas

	Demanda
	Generado
	Sin sol

	Hora	Demanda	Generado	Potencia demandada o almacenada
<b>DÍA CON GENERACIÓN</b>	0:00	13	0	-12,5
	01:00	13	0	-12,5
	02:00	13	0	-12,5
	03:00	13	0	-12,5
	04:00	13	0	-12,5
	05:00	13	0	-12,5
	06:00	10	0	-10,0
	07:00	18	4,7	-12,8
	08:00	40	19,2	-20,8
	09:00	45	55,6	10,6
	10:00	43	98,8	56,3
	11:00	58	139,4	81,9
	12:00	55	171,1	116,1
	13:00	63	190,7	128,2
	14:00	55	196,2	141,2
	15:00	58	187,2	129,7
	16:00	53	164,2	111,7
	17:00	53	129,8	77,3
	18:00	35	88,0	53,0
	19:00	28	45,4	17,9
	20:00	23	12,6	-9,9
	21:00	15	2,0	-13,0
	22:00	15	0	-15,0
	23:00	15	0	-15,0
<b>PRIMER DÍA SIN SOL</b>	0:00	13	0	-12,5
	01:00	13	0	-12,5
	02:00	13	0	-12,5
	03:00	13	0	-12,5
	04:00	13	0	-12,5
	05:00	13	0	-12,5
	06:00	10	0	-10,0
	07:00	18	0	-17,5
	08:00	40	0	-40,0
	09:00	45	0	-45,0
	10:00	43	0	-42,5
	11:00	58	0	-57,5
	12:00	55	0	-55,0
	13:00	63	0	-62,5
	14:00	55	0	-55,0
	15:00	58	0	-57,5
	16:00	53	0	-52,5
	17:00	53	0	-52,5
	18:00	35	0	-35,0
	19:00	28	0	-27,5
	20:00	23	0	-22,5
	21:00	15	0	-15,0
	22:00	15	0	-15,0
	23:00	15	0	-15,0



Hora del día	Irradiación (30º)
7:07	23
8:07	94
9:07	273
10:07	485
11:07	684
12:07	840
13:07	936
14:07	963
15:07	919
16:07	806
17:07	637
18:07	432
19:07	223
20:07	62
21:07	10
<b>MEDIA</b>	<b>492,47</b>

Unidades W/m2 por kW instalado

Producción placas	
4,7	
19,2	
55,6	
98,8	
139,4	
171,1	
190,7	
196,2	
187,2	
164,2	
129,8	
88,0	
45,4	
12,6	
2,0	
<b>Total</b>	<b>1505,0</b>

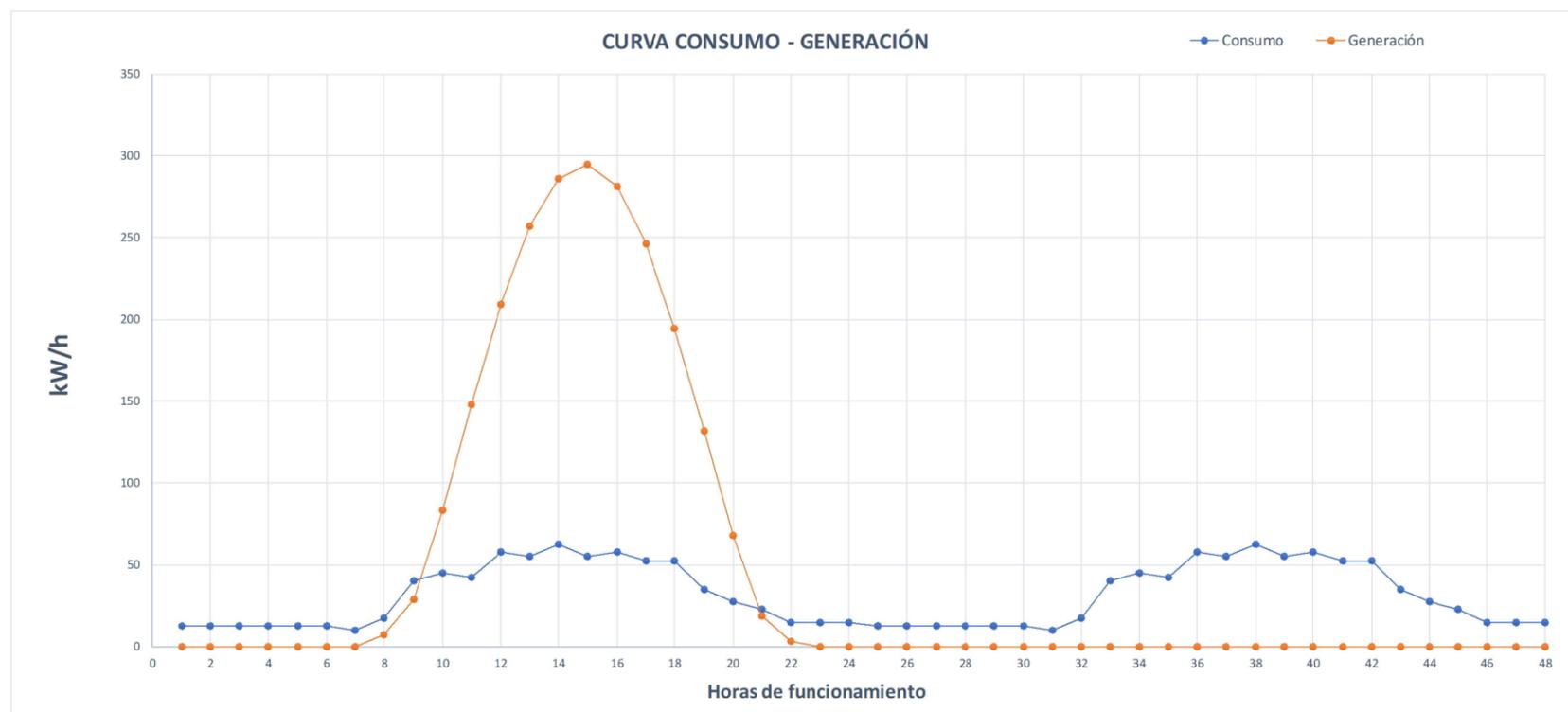
**Pot. Instalada 203,74 kW**

Fecha: 05/09/2019	Ref.: TABLAS DE CÁLCULO	Localización: -	Técnico: Alfredo Gala	Revisión:
Proyecto: TFG	Denominación: Escenario 1			Escala: -



	Hora	Consumo	Potencia Generada	Potencia demandada o almacenada
<b>DÍA CON GENERACIÓN</b>	0:00	13	0	-12,5
	01:00	13	0	-12,5
	02:00	13	0	-12,5
	03:00	13	0	-12,5
	04:00	13	0	-12,5
	05:00	13	0	-12,5
	06:00	10	0	-10,0
	07:00	18	7,0	-10,5
	08:00	40	28,7	-11,3
	09:00	45	83,5	38,5
	10:00	43	148,3	105,8
	11:00	58	209,1	151,6
	12:00	55	256,8	201,8
	13:00	63	286,1	223,6
	14:00	55	294,4	239,4
	15:00	58	280,9	223,4
	16:00	53	246,4	193,9
	17:00	53	194,7	142,2
	18:00	35	132,1	97,1
	19:00	28	68,2	40,7
	20:00	23	19,0	-3,5
	21:00	15	3,1	-11,9
	22:00	15	0	-15,0
	23:00	15	0	-15,0
<b>PRIMER DÍA SIN SOL</b>	0:00	13	0	-12,5
	01:00	13	0	-12,5
	02:00	13	0	-12,5
	03:00	13	0	-12,5
	04:00	13	0	-12,5
	05:00	13	0	-12,5
	06:00	10	0	-10,0
	07:00	18	0	-17,5
	08:00	40	0	-40,0
	09:00	45	0	-45,0
	10:00	43	0	-42,5
	11:00	58	0	-57,5
	12:00	55	0	-55,0
	13:00	63	0	-62,5
	14:00	55	0	-55,0
	15:00	58	0	-57,5
	16:00	53	0	-52,5
	17:00	53	0	-52,5
	18:00	35	0	-35,0
	19:00	28	0	-27,5
	20:00	23	0	-22,5
	21:00	15	0	-15,0
	22:00	15	0	-15,0
	23:00	15	0	-15,0
<b>SEGUNDO DÍA SIN SOL</b>	0:00	13	0	-12,5
	01:00	13	0	-12,5
	02:00	13	0	-12,5
	03:00	13	0	-12,5
	04:00	13	0	-12,5
	05:00	13	0	-12,5
	06:00	10	0	-10,0
	07:00	18	0	-17,5
	08:00	40	0	-40,0
	09:00	45	0	-45,0
	10:00	43	0	-42,5
	11:00	58	0	-57,5
	12:00	55	0	-55,0
	13:00	63	0	-62,5
	14:00	55	0	-55,0
	15:00	58	0	-57,5
	16:00	53	0	-52,5
	17:00	53	0	-52,5
	18:00	35	0	-35,0
	19:00	28	0	-27,5
	20:00	23	0	-22,5
	21:00	15	0	-15,0
	22:00	15	0	-15,0
	23:00	15	0	-15,0

Consumo
Generado
Sin sol



Hora del día	Irradiación (30º)
7:07	23
8:07	94
9:07	273
10:07	485
11:07	684
12:07	840
13:07	936
14:07	963
15:07	919
16:07	806
17:07	637
18:07	432
19:07	223
20:07	62
21:07	10
<b>MEDIA</b>	<b>492,47</b>

Unidades W/m2 por kW instalado

Producción placas	
7,0	
28,7	
83,5	
148,3	
209,1	
256,8	
286,1	
294,4	
280,9	
246,4	
194,7	
132,1	
68,2	
19,0	
3,1	
<b>Total</b>	<b>2258,2</b>

**Pot. Instalada 305,7 kW**

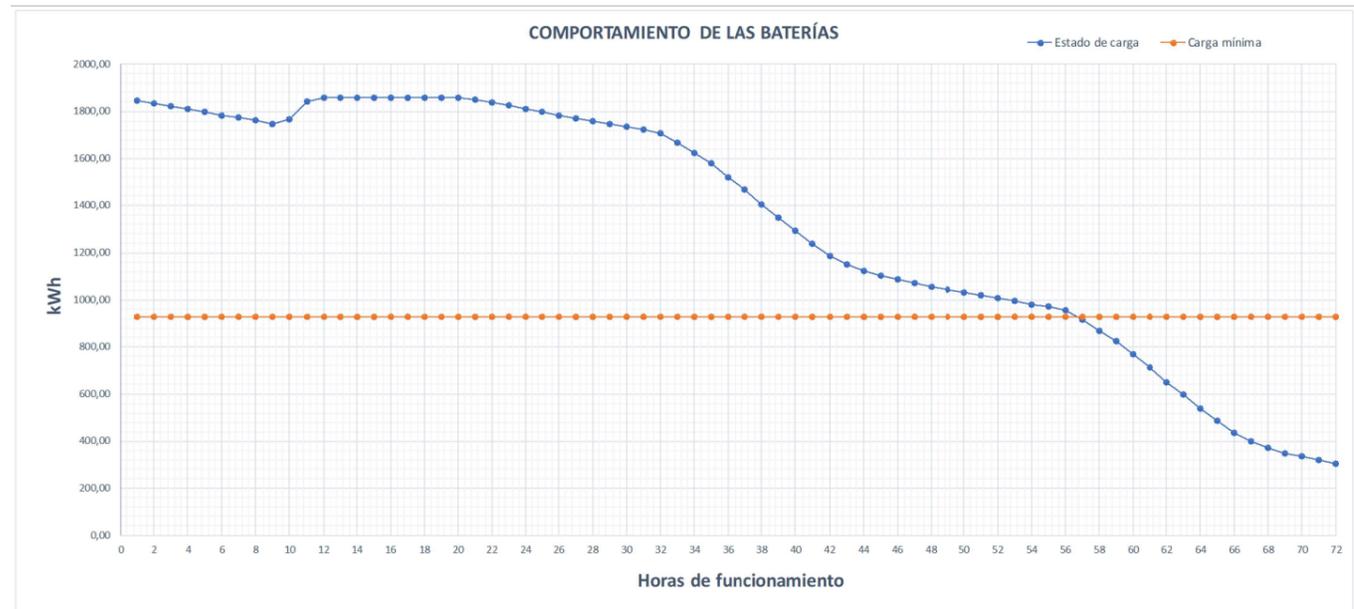
Fecha: 05/09/2019	Ref.: TABLAS DE CÁLCULO	Localización: -	Técnico: Alfredo Gala	Revisión:
Proyecto: TFG	Denominación: Escenario 2		Escala: -	



Demanda
Generado
Sin sol

30 GRADOS INCLINACIÓN

Hora	Demanda	Generado	Energ. Almacenar.	Estado baterías	Estado mín. (50%)
0:00	13	0	-12,50	1846,59	930
1:00	13	0	-12,50	1834,09	930
2:00	13	0	-12,50	1821,59	930
3:00	13	0	-12,50	1809,09	930
4:00	13	0	-12,50	1796,59	930
5:00	13	0	-12,50	1784,09	930
6:00	10	0	-10,00	1774,09	930
7:00	18	5,57	-11,93	1762,16	930
8:00	40	22,75	-17,25	1744,91	930
9:00	45	66,07	21,07	1765,97	930
10:00	43	117,37	74,87	1840,84	930
11:00	58	165,53	108,03	1859,09	930
12:00	55	203,28	148,28	1859,09	930
13:00	63	226,51	164,01	1859,09	930
14:00	55	233,05	178,05	1859,09	930
15:00	58	222,40	164,90	1859,09	930
16:00	53	195,05	142,55	1859,09	930
17:00	53	154,15	101,65	1859,09	930
18:00	35	104,54	69,54	1859,09	930
19:00	28	53,97	26,47	1859,09	930
20:00	23	15,00	-7,50	1851,60	930
21:00	15	2,42	-12,58	1839,02	930
22:00	15	0	-15,00	1824,02	930
23:00	15	0	-15,00	1809,02	930
0:00	13	0	-12,50	1796,52	930
1:00	13	0	-12,50	1784,02	930
2:00	13	0	-12,50	1771,52	930
3:00	13	0	-12,50	1759,02	930
4:00	13	0	-12,50	1746,52	930
5:00	13	0	-12,50	1734,02	930
6:00	10	0	-10,00	1724,02	930
7:00	18	0	-17,50	1706,52	930
8:00	40	0	-40,00	1666,52	930
9:00	45	0	-45,00	1621,52	930
10:00	43	0	-42,50	1579,02	930
11:00	58	0	-57,50	1521,52	930
12:00	55	0	-55,00	1466,52	930
13:00	63	0	-62,50	1404,02	930
14:00	55	0	-55,00	1349,02	930
15:00	58	0	-57,50	1291,52	930
16:00	53	0	-52,50	1239,02	930
17:00	53	0	-52,50	1186,52	930
18:00	35	0	-35,00	1151,52	930
19:00	28	0	-27,50	1124,02	930
20:00	23	0	-22,50	1101,52	930
21:00	15	0	-15,00	1086,52	930
22:00	15	0	-15,00	1071,52	930
23:00	15	0	-15,00	1056,52	930
0:00	13	0	-12,50	1044,02	930
1:00	13	0	-12,50	1031,52	930
2:00	13	0	-12,50	1019,02	930
3:00	13	0	-12,50	1006,52	930
4:00	13	0	-12,50	994,02	930
5:00	13	0	-12,50	981,52	930
6:00	10	0	-10,00	971,52	930
7:00	18	0	-17,50	954,02	930
8:00	40	0	-40,00	914,02	930
9:00	45	0	-45,00	869,02	930
10:00	43	0	-42,50	826,52	930
11:00	58	0	-57,50	769,02	930
12:00	55	0	-55,00	714,02	930
13:00	63	0	-62,50	651,52	930
14:00	55	0	-55,00	596,52	930
15:00	58	0	-57,50	539,02	930
16:00	53	0	-52,50	486,52	930
17:00	53	0	-52,50	434,02	930
18:00	35	0	-35,00	399,02	930
19:00	28	0	-27,50	371,52	930
20:00	23	0	-22,50	349,02	930
21:00	15	0	-15,00	334,02	930
22:00	15	0	-15,00	319,02	930
23:00	15	0	-15,00	304,02	930



Hora del día	Irradiación (30°)
7:07	23
8:07	94
9:07	273
10:07	485
11:07	684
12:07	840
13:07	936
14:07	963
15:07	919
16:07	806
17:07	637
18:07	432
19:07	223
20:07	62
21:07	10
<b>MEDIA</b>	<b>492,47</b>

Unidades W/m2 por kW instalado

Producción placas (kWh)
5,6
22,7
66,1
117,4
165,5
203,3
226,5
233,0
222,4
195,1
154,2
104,5
54,0
15,0
2,4

<b>Potencia del regulador</b>	6 kW
<b>Pot. grupo reguladores</b>	18 kW
<b>Pot. Max. Transferida</b>	178,0 kW
<b>Potencia almacenar</b>	38,7 kWh
<b>Pot. grupo de baterías</b>	4,30 kWh
<b>Potencia batería</b>	1,434 kWh

<b>Número de reguladores</b>	29,7 unidades
<b>Número de grupos</b>	9,9 grupos
<b>Baterías por grupo</b>	Paralelo 24, Serie 1
<b>Baterías en total</b>	72 baterías
<b>Baterías en total</b>	648 baterías

<b>Número de reguladores (redondeo)</b>	27 unidades
<b>Número de grupos (redondeo)</b>	9,0 grupos

<b>Potencia inst. (kW)</b>	242
<b>Pot. Almacenar (kW)</b>	1199,42

Cantidad de Kw de batería para que toda la energía que almacene pueda abastecer las horas sin sol.

Energía a almacenar **1199,42 Kwh**

**Sobredimensionamos un 55%**

Capacidad baterías **1859 kwh**  
En el peor de los casos se derivan 171,5 kW

La potencia será inferior al 20% de la acumulada en las baterías. (C24) **171,5kW < 369,6kW**

Estado mínimo 50% **930 kWh**

Fecha: <b>05/09/2019</b>	Ref.: TABLAS DE CÁLCULO	Localización: -	Técnico: <b>Alfredo Gala</b>	Revisión:
Proyecto: <b>TFG</b>	Denominación: <b>Cálculo y comportamiento de las baterías</b>	Escala: -		

## 13. Anexo 2: Fichas técnicas

## 13.1. Placa Fotovoltaica

www.jinkosolar.com


# Eagle HC 72P

## 325-345 Watt

POLY CRYSTALLINE MODULE

Positive power tolerance of 0~+3%

- Half Cell
- Poly 72 Cell



### KEY FEATURES

- 
**5 Busbar Solar Cell:**  
 5 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.
- 
**High Efficiency:**  
 Higher module conversion efficiency (up to 17.50%) benefit from Half cells structure (low resistance characteristic).
- 
**PID RESISTANT:**  
 Limited power degradation of Eagle module caused by PID effect is guaranteed under strict testing condition (85 C /85%RH,96hours) for mass production.
- 
**Low-light Performance:**  
 Advanced glass and solar cell surface texturing allow for excellent performance in low-light environments.
- 
**Severe Weather Resilience:**  
 Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).
- 
**Durability against extreme environmental conditions:**  
 High salt mist and ammonia resistance certified by TÜV NORD.





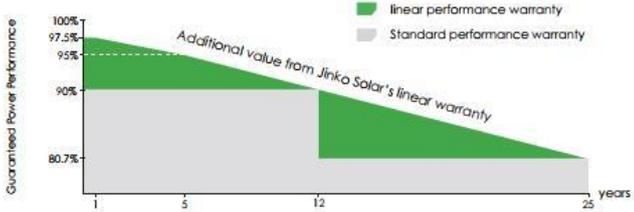




### LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

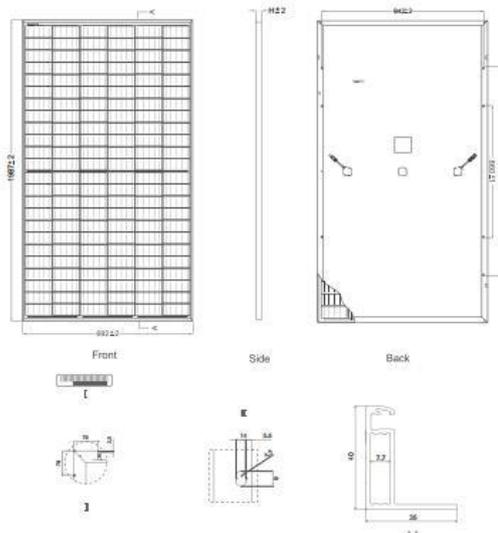
10 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty

- ISO9001:2008, ISO14001:2004, OHSAS18001 certified factory.
- IEC61215, IEC61730 certified products

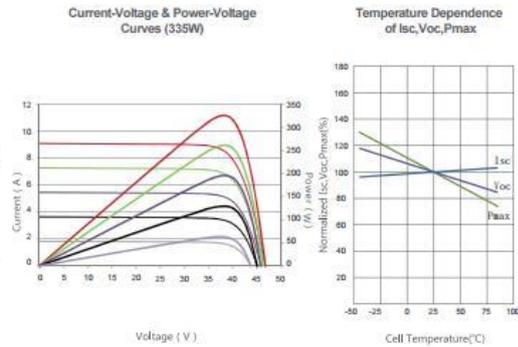


Year	Standard Performance Warranty (%)	Linear Performance Warranty (%)
1	95.0	97.5
5	92.5	92.5
12	89.0	89.0
25	80.7	80.7

### Engineering Drawings



### Electrical Performance & Temperature Dependence



### Mechanical Characteristics

Cell Type	Poly-crystalline 156x156mm (6 inch)
No. of Half-cells	144 (12x12)
Dimensions	1987x992x40mm (78.23x39.05x1.57 inch)
Weight	26.5 kg (58.4 lbs)
Front Glass	4.0mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	anode 290mm, cathode 145mm

### Packaging Configuration

( Two pallets =One stack )  
 26pcs/pallet , 52pcs/stack, 572 pcs/40'HQ Container

### SPECIFICATIONS

Module Type	JKM325PP-72H		JKM330PP-72H		JKM335PP-72H		JKM340PP-72H		JKM345PP-72H	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	325Wp	243Wp	330Wp	247Wp	335Wp	251Wp	340Wp	255Wp	345Wp	259Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	37.6V	36.4V	37.8V	36.8V	38.0V	37.2V	38.2V	37.6V	38.5V	38.1V
Maximum Power Current (Imp)	8.64A	6.67A	8.72A	6.70A	8.80A	6.74A	8.88A	6.77A	8.96A	6.81A
Open-circuit Voltage (Voc)	46.9V	44.0V	47.1V	44.2V	47.3V	44.5V	47.5V	44.8V	47.8V	45.0V
Short-circuit Current (Isc)	8.97A	7.26A	9.05A	7.31A	9.13A	7.36A	9.21A	7.41A	9.28A	7.46A
Module Efficiency STC (%)	16.49%		16.74%		17.00%		17.25%		17.50%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	20A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.38%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.31%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.06%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

STC: ☀ Irradiance 1000W/m<sup>2</sup> 📦 Cell Temperature 25°C ☁ AM=1.5

NOCT: ☀ Irradiance 800W/m<sup>2</sup> 📦 Ambient Temperature 20°C ☁ AM=1.5 🌀 Wind Speed 1m/s

\* Power measurement tolerance: ± 3%

The company reserves the final right for explanation on any of the information presented hereby. EN-JKM-345PP-72H\_v1.0\_rev2017

## 13.2. Regulador de Carga

### SUNNY ISLAND 6.0H / 8.0H PARA SISTEMAS AISLADOS (OFF GRID)



#### Sencillo

- OptiUse: rápida instalación y puesta en servicio, manejo simplificado
- OptiBat: siempre al día con la visualización del estado de carga

#### Resistente

- IP 54: protección óptima frente al polvo y la humedad
- OptiCool: mayor rango de temperatura
- OptiPower: funcionamiento más seguro en cualquier situación

#### Flexible

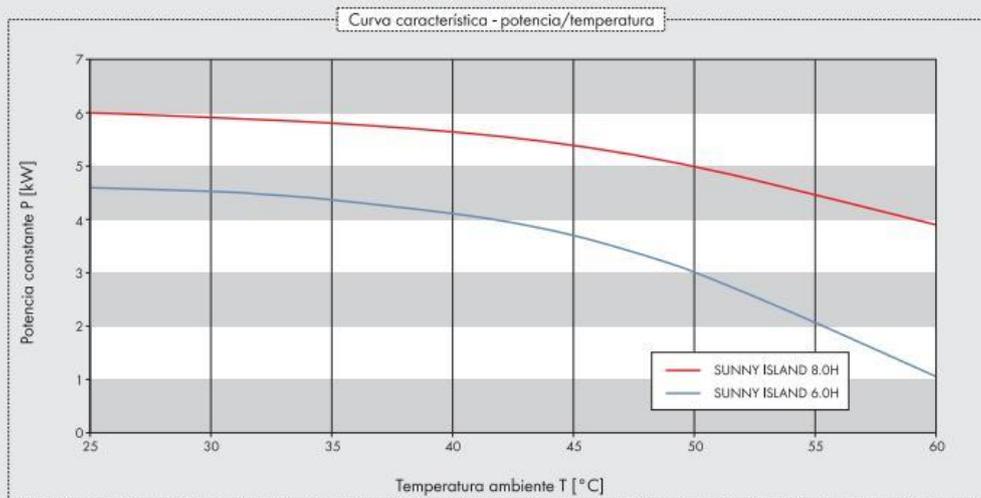
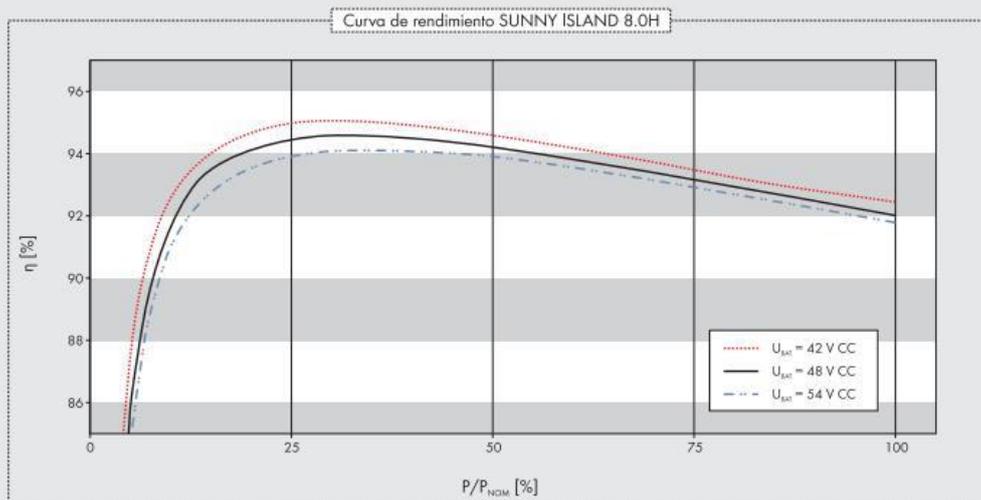
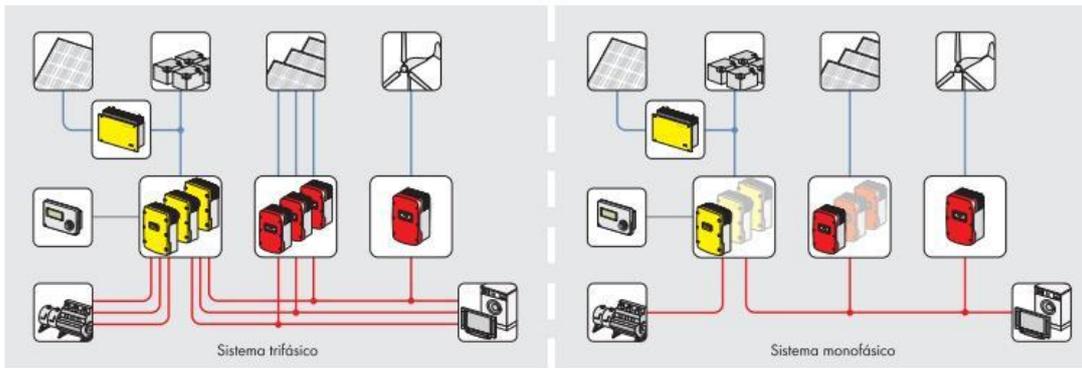
- Para sistemas de 3 kW a 300 kW
- Diseño preciso
- Compatible con tecnología multiclúster

### SUNNY ISLAND 6.0H / 8.0H

Sencillo, robusto y flexible

Más resistente que su predecesor: el nuevo Sunny Island convence por su elevada clase de protección y su amplio rango de temperatura. La humedad, el polvo y los cambios de temperatura no afectan, incluso durante 20 años, a su buen funcionamiento. Gracias a OptiCool, no es necesario hacer concesiones en cuanto a la capacidad de sobrecarga y la rentabilidad. Y aún hay más: la inteligente gestión de la energía y de la carga OptiPower garantiza el funcionamiento también en situaciones difíciles. OptiUse hace que la instalación, la puesta en servicio y el uso diario sean más fáciles que nunca: con detección de campo giratorio, guía de configuración rápida y manejo intuitivo. Además, la gestión avanzada de baterías OptiBat regula automáticamente las operaciones de carga y descarga y alarga así la vida útil de los sensibles dispositivos de almacenamiento de energía. El Sunny Island es un auténtico "paquete todo incluido" para lograr un suministro energético fiable y autónomo.

## SUNNY ISLAND 6.0H / 8.0H





## SMA OFF-GRID CONFIGURATOR

Programa de diseño y simulación para sistemas aislados



[www.SMA-Iberica.com](http://www.SMA-Iberica.com)

SMA Solar Technology

9\_21\_1105120113 Impreso en papel FSC. El contenido de este documento es propiedad de SMA Solar Technology AG. No se permite la reproducción o el uso no autorizado sin el consentimiento escrito de SMA Solar Technology AG. Para obtener información detallada consulte la página web [www.SMA-Solar.com](http://www.SMA-Solar.com)

### 13.3. Batería

## BAE SECURA PVS solar

### Technical Specification for Vented Lead-Acid Batteries (VLA)

#### 1. Application

BAE SECURA PVS solar batteries need only low maintenance and are used to store electric energy in medium and large solar photovoltaic installations.

Due to the robust tubular plate design BAE PVS batteries are excellent suited for highest requirements regarding cycling ability and long life-time.



#### 2. Technical data (Reference temperature 20 °C)

Type	$C_{1h}$ Ah	$C_{10h}$ Ah	$C_{20h}$ Ah	$C_{72h}$ Ah	$C_{100h}$ Ah	$C_{120h}$ Ah	$C_{240h}$ Ah	$R_i$ 1) mΩ	$I_k$ 2) kA	Length (L) mm	Width (W) mm	Height (H) mm	Weight dry kg	Weight filled kg
2 PVS 140	63	111	127	141	143	144	148	1.52	1.37	105	208	420	9.1	14.5
3 PVS 210	95	167	191	211	215	217	222	1.06	1.96	105	208	420	11.2	16.4
4 PVS 280	127	223	254	282	287	289	295	0.84	2.46	105	208	420	12.8	18.0
5 PVS 350	159	279	318	352	359	361	369	0.70	2.98	126	208	420	15.3	21.7
6 PVS 420	191	334	382	424	431	434	444	0.60	3.47	147	208	420	18.1	25.7
5 PVS 550	223	389	432	486	496	500	513	0.57	3.61	126	208	535	20.0	28.8
6 PVS 660	267	467	518	583	595	601	616	0.49	4.18	147	208	535	23.5	34.0
7 PVS 770	310	544	604	681	694	700	720	0.44	4.69	168	208	535	26.8	39.1
6 PVS 900	352	665	748	856	877	888	916	0.47	4.41	147	208	710	33.0	47.4
7 PVS 1050	415	777	872	993	1,020	1,033	1,065	0.36	5.66	215	193	710	42.1	61.5
8 PVS 1200	473	886	996	1,137	1,160	1,178	1,216	0.32	6.36	215	193	710	46.6	65.4
9 PVS 1350	522	992	1,116	1,274	1,300	1,320	1,365	0.33	6.20	215	235	710	51.4	75.4
10 PVS 1500	585	1,100	1,240	1,418	1,450	1,464	1,516	0.28	7.25	215	235	710	56.0	79.4
11 PVS 1650	635	1,210	1,362	1,555	1,590	1,608	1,665	0.28	7.36	215	277	710	61.0	89.6
12 PVS 1800	698	1,320	1,486	1,699	1,740	1,752	1,816	0.24	8.41	215	277	710	65.4	93.4
11 PVS 2090	790	1,470	1,636	1,836	1,870	1,884	1,941	0.24	8.38	215	277	855	72.7	105.9
12 PVS 2280	869	1,600	1,784	2,001	2,040	2,052	2,116	0.22	9.48	215	277	855	77.4	110.4
13 PVS 2470	978	1,740	1,938	2,174	2,210	2,232	2,292	0.16	13.03	215	400	815	90.8	137.8
14 PVS 2660	1,051	1,880	2,080	2,332	2,380	2,400	2,448	0.15	13.82	215	400	815	95.3	142.4
15 PVS 2850	1,123	2,010	2,220	2,498	2,550	2,568	2,640	0.14	14.43	215	400	815	100.2	146.9
16 PVS 3040	1,195	2,140	2,380	2,664	2,710	2,736	2,808	0.13	15.20	215	400	815	105.4	151.6
17 PVS 3230	1,280	2,290	2,540	2,858	2,910	2,940	3,000	0.12	16.91	215	490	815	117.7	175.1
18 PVS 3420	1,352	2,420	2,680	3,024	3,080	3,108	3,192	0.11	17.55	215	490	815	121.9	179.1
19 PVS 3610	1,425	2,560	2,840	3,189	3,250	3,276	3,360	0.11	18.36	215	490	815	126.8	183.6
20 PVS 3800	1,496	2,690	2,980	3,355	3,420	3,444	3,528	0.11	18.92	215	490	815	132.0	188.3
22 PVS 4180	1,635	2,950	3,280	3,686	3,750	3,780	3,888	0.10	19.92	215	580	815	145.4	213.9
24 PVS 4560	1,777	3,220	3,560	4,010	4,090	4,128	4,224	0.09	21.26	215	580	815	155.2	223.0
26 PVS 4940	1,917	3,480	3,860	4,341	4,420	4,464	4,584	0.09	22.49	215	580	815	165.0	232.0

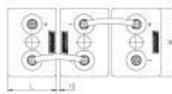
1, 2) Internal resistance  $R_i$  and short circuit current  $I_k$  according to IEC 60896-11

Height (H) is the maximum height between container bottom and top of the bolts in assembled condition.

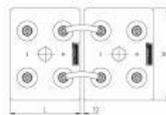
BAE SECURA PVS solar batteries are also available as dry pre-charged version. They are titled with additional "TG", e.g. 4 PVS 280 TG.

All values given in the table correspond to 100 % DOD without voltage drop of connectors. Please consider item 7.

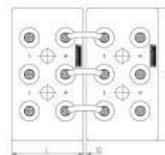
#### 3. Terminal positions



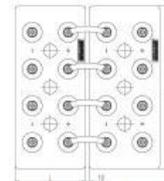
2 PVS 140 to 6 PVS 900



7 PVS 1050 to 12 PVS 2280



13 PVS 2470 to 16 PVS 3040



17 PVS 3230 to 26 PVS 4940

Terminals are designed as female poles with brass inlay M10 for flexible insulated copper cables with cross-section 25, 35, 50, 70, 95 or 120 mm<sup>2</sup> or insulated solid copper connectors with cross-section 90, 150 or 300 mm<sup>2</sup>.





## Technical Specification for BAE *SECURA PVS solar*

### 4. Design

Positive electrode	tubular-plate with a woven polyester gauntlet and solid grids in a corrosion-resistant PbSbSnSe-low antimony alloy
Negative electrode	grid-plate in a low antimony alloy with long-life expander material
Separation	microporous separator
Electrolyte	sulphuric acid with a density of 1.24 kg/l at 20 °C (68 °F)
Container	high impact, transparent SAN (Styrol-Acrylic-Nitrile), UL-94 rating: HB
Lid	high impact SAN in dark grey colour (colour may vary slightly from given image), UL-94 rating: HB
Plugs	labyrinth plugs for arresting aerosols, optional ceramic plugs or ceramic funnel plugs according to DIN 40740
Pole-bushing	100 % gas- and electrolyte-tight, sliding, plastic-coated "Panzerpol"
Kind of protection	IP 25 regarding EN 60529, touch protected according to VBG 4

### 5. Installation

BAE *SECURA PVS solar* batteries are designed for indoor applications. For outdoor applications please contact BAE.

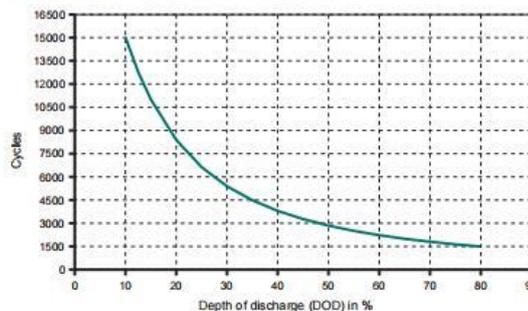
### 6. Maintenance

Every 6 months	check battery voltage, pilot cell voltages, temperatures
Every 12 months	check connections, record battery voltage, cell voltages and temperatures
Every 3 years	average water-refilling interval (depending on utilization and ambient temperature)

### 7. Operational data

Depth of discharge (DOD)	max. 80 % ( $U_e = 1.91$ V/cell for discharge times >10 h; 1.74 V/cell for 1 h) deep discharges of more than 80 % DOD have to be avoided unlimited, the minimal charge current has to be 5 A/100 Ah $C_{10}$
Initial charge current (I or bulk phase)	restricted from 2.30 V to 2.40 V per cell, operating instruction is to be observed
Charge voltage at cyclic operation	2.23 V/cell
Float voltage/non cyclic voltage	no adjustment necessary if battery temperature is between 10 °C and 30 °C (50 °F and 86 °F) in the monthly average, otherwise $\Delta U/\Delta T = -0.003$ V/cell per K
Adjustment of charge voltage	within a period of 1 up to 4 weeks
Recharge to 100 %	3,150 (A+B) at 40 °C (104 °F)
IEC 61427 cycles	-20 °C to 55 °C (-4 °F to 131 °F),
Battery temperature	recommended temperature range 10 °C to 30 °C (50 °F to 86 °F)
Self-discharge	approx. 3 % per month at 20 °C (68 °F)

### 8. Number of cycles as function of Depth of discharge



### 9. Transport

Batteries are not subject to ADR (road transport), if the conditions of Special Provision 598 (Chapter 3.3) are observed. These cells/batteries are dangerous goods on sea transport. Declaration and packaging must comply with the requirements of IMDG-Codes.

### 10. Standards

Test standards	IEC 60896-11, IEC 61427
Safety standard, ventilation	EN 50272-2

BAE Batterien GmbH  
Wilhelminenhofstraße 69/70  
12459 Berlin  
Germany

Tel.: +49 (0)30 53001-661  
Fax: +49 (0)30 53001-667  
E-Mail: info@bae-berlin.de  
www.bae-berlin.de



## 13.4. Inversor



### SUNNY HIGHPOWER PEAK1



#### Rentable

- Máxima densidad de potencia con 75 kW y un peso de solo 77 kg
- Máx. rendimiento gracias a la posible proporción CC/CA de hasta el 150 %

#### Seguro

- La mayor disponibilidad de la planta por unidades de 75 kW
- SMA Inverter Manager como unidad de control central

#### Flexible

- Tensión de entrada de CC hasta 1000 V
- Soluciones de CC flexibles mediante cajas de conexión del generador específicas para el cliente

#### Innovador

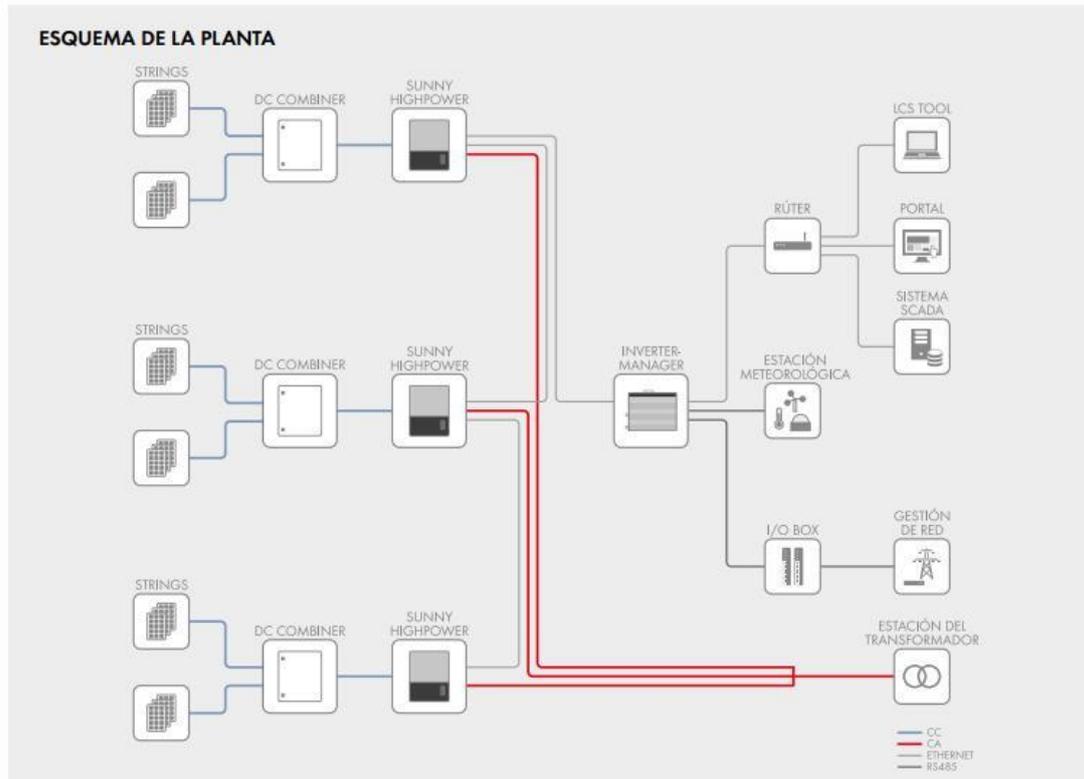
- Sistema pionero
- Innovador sistema de refrigeración activa

### SUNNY HIGHPOWER PEAK1

Lo mejor de dos mundos

El nuevo Sunny Highpower PEAK1 forma parte de una solución innovadora y global para plantas fotovoltaicas comerciales e industriales. La solución aúna las ventajas de una composición de planta descentralizada con las de los sistemas con inversores centrales, para combinar lo mejor de los dos mundos. Un alto rendimiento, un diseño flexible de la planta, una instalación y puesta en marcha sencillas así como unos bajos costes de mantenimiento contribuyen de forma decisiva a reducir los costes operativos de todo el sistema.

## SUNNY HIGHPOWER PEAK1



Datos técnicos	SMA Inverter Manager
<b>Suministro de tensión</b>	
Tensión de entrada	9 Vcc a 36 Vcc
Consumo de potencia	< 20 W
<b>Datos generales</b>	
Dimensiones (ancho/alto/fondo)	160/125/49 mm (6,3/4,9/1,9 in)
Peso	940 g (2 lb)
Cantidad máxima de inversores conectables	42
Tipo de protección	IP21
Montaje	Carril DIN o montaje mural
Rango de temperatura de funcionamiento	-40 °C a +85 °C (-40° F a +185° F)
Humedad relativa del aire (sin condensación)	5 % a 95 %
<b>Interfaces</b>	
Interfaz de usuario del ordenador	Herramienta LCS
Interfaz de sensores/Protocolo	RS485/Modbus RTU para estaciones meteorológicas compatibles con Sunspec Alliance
Interfaz para el inversor	1 puerto ethernet (RJ45)
Interfaz para una red externa/Protocolo	6 DI a través de una SMA Digital I/O Box externa
Interfaz para el control remoto	
Certificadas y autorizaciones (otros a petición)	UL 508, UL 60950-1, CSA C22.2 n.º 60950-1-07, EN 55022 clase A, EN 60950-1, EN 61000-3-2 clase D, EN 61000-3-3, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 55024, FCC parte 15, subparte B clase A
Modelo comercial SMA Inverter Manager	IM-20
Modelo comercial SMA Digital I/O Box	IM-DIO-10



## DISEÑO DE SISTEMA FLEXIBLE con la máxima eficiencia

El nuevo sistema de SMA lo conforman cuatro componentes: inversores muy eficientes, una Combiner Box de uso flexible, el SMA Inverter Manager central y la herramienta de puesta en servicio LCS ("Local Commissioning and Service"). Esta idea de sistema convierte al Sunny Highpower PEAK1 en único y garantiza una potencia elevada a la vez que mantiene la flexibilidad máxima en la planificación y el diseño de la planta.

### **Inversor Sunny Highpower PEAK1 con un diseño convincente**

Ningún otro inversor de tan solo 77 kg y una potencia de 75 kW puede ofrecer algo así: gracias a su diseño compacto, el Sunny Highpower PEAK1 requiere poco espacio, reduce los trabajos preparativos in situ, facilita la instalación y simplifica las labores de mantenimiento.

### **Gestión de la planta innovadora con el SMA Inverter Manager**

El SMA Inverter Manager es el componente de comunicación central y la interfaz unitaria para todo el control de la planta: asume todas las funciones importantes de gestión de los inversores y de la planta para hasta 42 inversores en un sistema (hasta 3,15 MW).

Gracias a la comunicación Modbus TCP (SunSpec Alliance), se puede integrar fácilmente en una comunicación de grado superior. Además, el SMA Inverter Manager pone a disposición funciones de gestión de la red y las intercambia con el operador.

### **Puesta en marcha sencilla con la herramienta LCS**

La herramienta LCS ("Local Commissioning and Service"), desarrollada ex profeso, simplifica la puesta en marcha, ahorra tiempo y reduce los costes. La configuración de los inversores se lleva a cabo escogiendo directamente los archivos de configuración específicos de la planta y transmitiéndolos a todos los inversores. Además, la localización y resolución de fallos es mucho más fácil gracias a la lectura de estados, valores actuales y eventos.

### **La Combiner Box externa para un diseño flexible de la planta**

La conexión de los strings de módulos con los inversores se realiza mediante cajas de conexión del generador externas\*. De esta forma, el sistema puede adaptarse fácilmente a cualquier estándar regional y al diseño del generador. Este nuevo concepto contribuye de forma decisiva a reducir los costes de sistema.

\* Pueden suministrarse otras configuraciones bajo solicitud.

## 13.5. MultiCluster



### MULTICLUSTER BOXES PARA SUNNY ISLAND



MC-BOX-6.3-11 / MC-BOX-12.3-20 / MC-BOX-36.3-11

Ilustración aproximativa

<p><b>Flexibles</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Potencias de entre 20 kW y 300 kW</li> <li>• Para redes aisladas</li> <li>• La MC-Box 12.3-20 también puede acoplarse a la red para optimizar el autoconsumo y la electricidad de repuesto</li> </ul>	<p><b>Sencillas</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Distribución integrada de CA para Sunny Island, generadores, plantas fotovoltaicas</li> <li>• Contactor de deslastre de carga integrado</li> </ul>	<p><b>Seguras</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Derivación automática para el generador</li> <li>• Protección activa contra el funcionamiento en isla</li> <li>• Monitorización de corriente inversa</li> </ul>	<p><b>Resistentes</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Clases de protección altas</li> <li>• Cinco años de garantía de SMA</li> </ul>
--	---	--	---

## Multiclustercaster Boxes para SUNNY ISLAND

Montaje sencillo de aplicaciones potentes conectadas a la red y aisladas

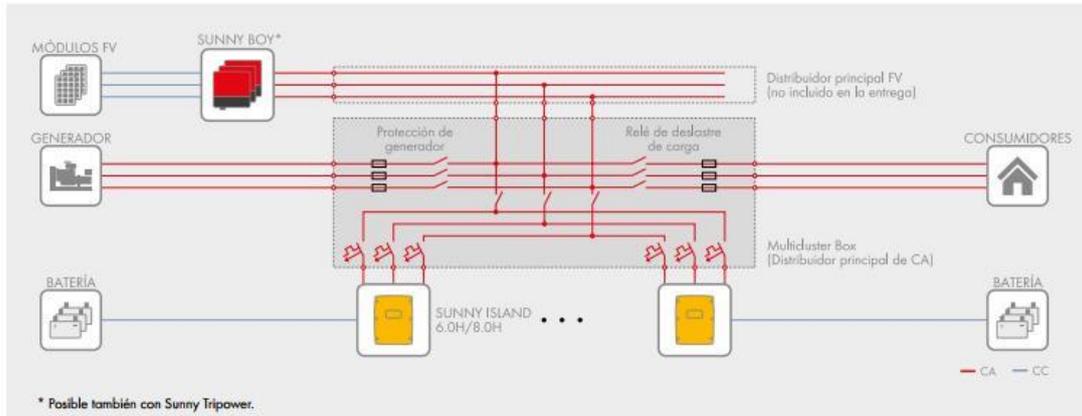
Con las Multiclustercaster Boxes de SMA para el inversor de batería Sunny Island pueden diseñarse tanto sistemas aislados como plantas fotovoltaicas conectadas a la red de forma sencilla y eficiente en cuanto a costes. En zonas rurales sin acceso a la red, pueden crearse sistemas aislados e híbridos potentes con un principio acreditado de entre 2 y 12 clústeres trifásicos de tres inversores Sunny Island cada uno con hasta 360 kilovatios de potencia fotovoltaica conectable.

En plantas de la red pública pueden alcanzarse aplicaciones de autoconsumo y de electricidad de repuesto de hasta 138 kilovatios pico. Para que el montaje resulte todavía más sencillo, todas las Multiclustercaster Boxes vienen completamente cableadas de fábrica y cuentan con una conexión principal para generadores, la distribución de la carga y las plantas fotovoltaicas o eólicas.

Las Multiclustercaster Boxes son perfectas para industrias y para el suministro de corriente de zonas rurales, con o sin acceso a la red.

## Multicluster Boxes para SUNNY ISLAND

Datos técnicos	Multicluster-Box 6	Multicluster-Box 12
<b>Conexión de equipos consumidores</b>		
Tensión asignada	230 V [L, N], 400 V [L1, L2]	230 V [L, N], 400 V [L1, L2]
Rango de tensión de CA	De 172,5 V a 250 V De 300 V a 433 V	De 172,5 V a 265 V De 300 V a 433 V
Frecuencia nominal/Rango de frecuencia	50 Hz/De 40 Hz a 70 Hz	50 Hz, 60 Hz/De 45 Hz a 65 Hz
Cantidad	1 (trifásico)	1 (trifásico)
Potencia asignada	55 kW	138 kW
Corriente de CA con valores nominales	3 x 80 A [AC1]	3 x 200 A [AC1]
Fusibles	NH00	NH1
<b>Conexiones del Sunny Island</b>		
Número máximo de equipos	6	12
Corriente de CA en potencia asignada/Corriente de CA con valores nominales	36 kW/3 x 52 A	72 kW/12 x 26 A
Potencia de CA a 45 °C/Corriente de CA a 45 °C	32 kW/3 x 46 A	65 kW/3 x 94 A
Potencia de CA [25 °C, 30 min]	48 kW	96 kW
Potencia de CA [25 °C, 5 min]	55 kW	110 kW
Fusibles	6 x disyuntor C 40A	12 x disyuntor C 40A
<b>Conexión del generador</b>		
Cantidad	1 (trifásico)	1 (trifásico)
Potencia de entrada asignada	55 kW	138 kW
Corriente de entrada CA	3 x 80 A	3 x 200 A
Fusibles	NH00	NH1
<b>Conexión de la planta fotovoltaica</b>		
Cantidad	1 (trifásico)	1 (trifásico)
Potencia fotovoltaica asignada	55 kW	138 kW
Corriente de CA con valores nominales	3 x 80 A	3 x 200 A
Fusibles	-	-
<b>Datos generales</b>		
Número de fases	Trifásico	Trifásico
Sistema de distribución autorizado	TN-S	TN-S, TN-C-S y TT
Dimensiones (ancho/alto/fondo)	760/760/210 mm	1200/1600/435 mm
Tipo de montaje	Colgante	Vertical sobre zócalo
Peso	55 kg	200 kg
Temperatura ambiente	De -25 °C a +50 °C	De -25 °C a +60 °C
Tipo de protección [según IEC 60529]	IP65	IP55
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	Del 0 % al 100 %	Del 0 % al 100 %
Garantía [5 años]	●	●
Cables de comunicación	●	●
Certificadas	CE	CE
Conexión a la red pública (autoconsumo optimizado y función de alimentación de repuesto) NA-BOX/GRID-BOX necesaria	-	●
● Equipamiento de serie ○ Opcional — No disponible		
Modelo comercial	MC-Box-6.3-11	MC-Box-12.3-20



Datos técnicos	Multicluseter-Box 36	
<b>Conexión de equipos consumidores</b>		
Tensión asignada	230 V (L, N), 400 V (L1, L2)	
Rango de tensión de CA	De 172,5 V a 250 V De 300 V a 433 V	
Frecuencia nominal/Rango de frecuencia	50 Hz/De 40 Hz a 70 Hz	
Cantidad	1 (trifásico)	
Potencia asignada	300 kW	
Corriente de CA con valores nominales	3 x 435 A (AC1)	
Fusibles	NH3	
<b>Conexiones del Sunny Island</b>		
Número máximo de equipos	36	
Corriente de CA en potencia asignada/Corriente de CA con valores nominales	216 kW/3 x 313 A	
Potencia de CA a 45 °C/Corriente de CA a 45 °C	195 kW/3 x 283 A	
Potencia de CA (25 °C, 30 min)	288 kW	
Potencia de CA (25 °C, 5 min)	328 kW	
Fusibles	36 x disyuntor C 40A	
<b>Conexión del generador</b>		
Cantidad	1 (trifásico)	
Potencia de entrada asignada	300 kW	
Corriente de entrada CA	3 x 435 A (AC1)	
Fusibles	NH3	
<b>Conexión de la planta fotovoltaica</b>		
Cantidad	1 (trifásico)	
Potencia fotovoltaica asignada	360 kW	
Corriente de CA con valores nominales	3 x 522 A (AC1)	
Fusibles	-	
<b>Datos generales</b>		
Número de fases	Trifásico	
Sistema de distribución autorizado	TN-S	
Dimensiones (ancho/alto/fondo)	1200/2000/800 mm	
Tipo de montaje	Vertical sobre zócalo	
Peso	400 kg	
Temperatura ambiente	De -25 °C a +60 °C	
Tipo de protección (según IEC 60529)	IP54	
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	Del 0 % al 100 %	
Garantía (5 años)	●	
Cables de comunicación	●	
Certificadas	CE	
Conexión a la red pública (autoconsumo optimizado y función de alimentación de repuesto) NA-BOX/GRID-BOX necesaria	-	
● Equipamiento de serie ○ Opcional – No disponible		
Modelo comercial	MC-Box-36.3-11	



## 13.6. Caja de Conexiones String

### SMA STRING-COMBINER



#### Resistente

- Sólida carcasa de poliéster de fibra de vidrio reforzado
- Colocación en interiores y exteriores por el tipo de protección IP54

- Funcionamiento a temperaturas ambiente de  $-25^{\circ}\text{C}$  a  $60^{\circ}\text{C}$  y hasta los 4000 m de altura sobre el nivel del mar

#### Sencillo

- Instalación sencilla por el diseño compacto y el peso reducido
- Interruptor-seccionador de potencia de CC integrado para la mayor seguridad

#### Versátil

- Para tensiones del generador fotovoltaico de 1000 V y 1500 V
- Agrupación y protección de 16, 24 o 32 strings para flexibilizar el diseño de la planta

### SMA STRING-COMBINER

Para agrupar con seguridad todos los strings en el campo fotovoltaico

Gracias a sus dimensiones compactas, las cajas pueden instalarse tanto en interiores como en exteriores de forma rápida, segura y sencilla y, con su carcasa robusta, garantizan una larga vida útil y una seguridad fiable en el campo fotovoltaico. Los SMA String-Combiner con 24 o 32 entradas de string están equipados de serie con 24 o 32 entradas de string con dos salidas de cable por polo, e incluyen, al igual que el Combiner con 16 entradas de string, un área estanca de 17 a 38,5 milímetros. Pueden introducirse cables con secciones de 70 a 400 mm<sup>2</sup>.

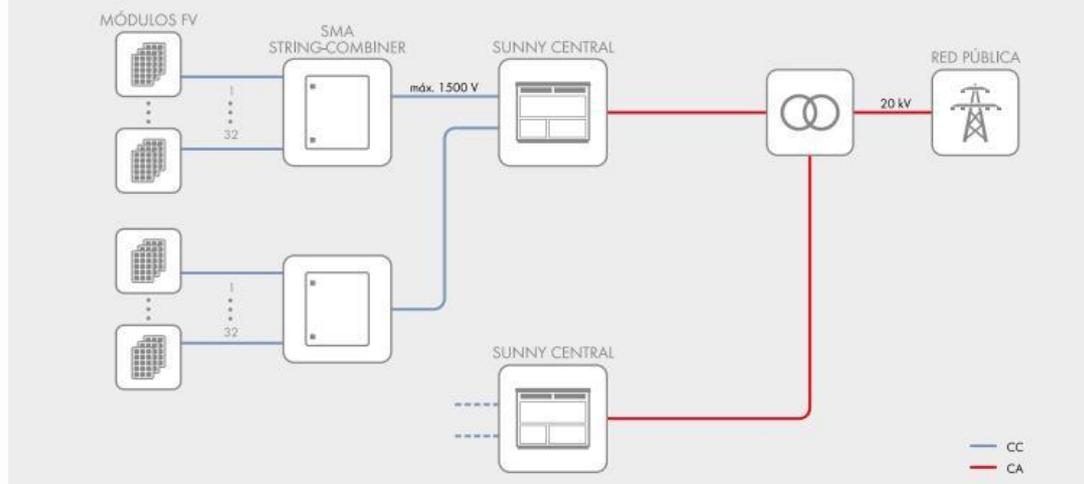
## SMA STRING-COMBINER para un sistema de 1000 V<sub>CC</sub>

Datos técnicos	DC-CMB-U10-16	DC-CMB-U10-24	DC-CMB-U10-32
<b>Entrada (CC)</b>			
Tensión asignada	1000 V	1000 V	1000 V
Derrateo por altura (tensión asignada)	2001 m a 3000 m sobre el nivel del mar = reducción del 1,0% por 100 m 3001 m a 4000 m sobre el nivel del mar = reducción del 1,2% por 100 m		
Número de entradas de string/Portafusibles por polo	16	24	32
Corriente asignada	13,75 A	12,5 A	12,5 A
Tipo de fusible*	10,3 x 38 - 1000 V CC - gPV		
Conexión de string	Conexión al portafusibles		
Área estanca del racor atornillado para cables	5 mm a 8 mm		
<b>Salida (CC)</b>			
Corriente asignada	220 A	300 A	360 A
Derrateo de temperatura (corriente asignada)	> 50 °C de temperatura de servicio = reducción del 1% por K		
Interruptor de CC [interruptor-seccionador]	250 A/1000 V	400 A/1000 V	400 A/1000 V
Descargador de sobretensión	Tipo 2, I <sub>n</sub> = 15 kA; I <sub>máx.</sub> = 40 kA		
Salida de CC	Barra colectora (terminal de anillo M12)		
Número de salidas de CC	1	1/2	1/2
Sección del conductor	Barra colectora 70 mm <sup>2</sup> a 400 mm <sup>2</sup>		
Zona de aislamiento de racores atornillados para cables	17 mm a 38,5 mm	17 mm a 38,5 mm	17 mm a 38,5 mm
<b>Carcasa/Parámetros ambientales</b>			
Tipo de protección según IEC 60529	IP 54/autoventilado	IP 54/autoventilado	IP 54/autoventilado
Material de la carcasa	Poliéster reforzado con fibra de vidrio/Resistente a la radiación UV		
Dimensiones (ancho/alto/fondo), incl. soporte mural y mazo de cables de string	550/650/260 mm (21,65/25,59/10,24 inch)		590/790/285 mm (23,23/31,10/11,22 inch)
Peso máx.	24,2 kg (53,5 lb)	27,4 kg (60,5 lb)	34 kg (75 lb)
Clase de protección (según IEC 61140)	II	II	II
Tipo de montaje	Montaje mural		
Temperatura ambiente durante el funcionamiento/durante el almacenamiento	-25 °C a +60 °C/-40 °C a +70 °C		
Humedad relativa del aire	0% a 95%, sin condensación		
Altitud máx. sobre el nivel del mar	4000 m	4000 m	4000 m
<b>Estándares</b>			
Conformidad	CE, IEC 61439-1, IEC 61439-2		
* Necesario accesorio			

## SMA STRING-COMBINER para un sistema de 1500 V<sub>CC</sub>

Datos técnicos	DC-CMB-U15-16	DC-CMB-U15-24	DC-CMB-U15-32
<b>Entrada (CC)</b>			
Tensión asignada	1500 V	1500 V	1500 V
Derrateo por altura (tensión asignada)	2001 m ... 3000 m sobre el nivel del mar = reducción del 1,0% por 100 m 3001 m ... 4000 m sobre el nivel del mar = reducción del 1,2% por 100 m		
Número de entradas de string/Portafusibles por polo	16	24	32
Corriente asignada	17,2 A	13,75 A	10,31 A
Tipo de fusible*	10,3 x 85 - 1500 V CC - gPV		
Conexión de string	Conexión al portafusibles		
Área estanca del racor atornillado para cables	5 mm a 8 mm		
<b>Salida (CC)</b>			
Corriente asignada	275 A	330 A	330 A
Derrateo de temperatura [corriente asignada]	> 50 °C de temperatura de servicio = reducción del 1% por K		
Interruptor de CC [interruptor-seccionador]	400 A/1500 V	400 A/1500 V	400 A/1500 V
Descargador de sobretensión	Tipo 2, I <sub>n</sub> = 15 kA; I <sub>máx.</sub> = 40 kA		
Salida de CC	Barra colectora (terminal de anillo M12)		
Número de salidas de CC	1	1/2	1/2
Sección del conductor	Barra colectora 70 mm <sup>2</sup> a 400 mm <sup>2</sup>		
Zona de aislamiento de racores atornillados para cables	17 mm a 38,5 mm	17 mm a 38,5 mm	17 mm a 38,5 mm
<b>Carcasa/Parámetros ambientales</b>			
Tipo de protección según IEC 60529	IP 54/autoventilado	IP 54/autoventilado	IP 54/autoventilado
Material de la carcasa	Poliéster reforzado con fibra de vidrio/Resistente a la radiación UV		
Dimensiones (ancho/alto/fondo), incl. soporte mural y mazo de cables de string	550/650/260 mm (21,65/25,59/10,24 inch)	590/790/285 mm (23,23/31,10/11,22 inch)	590/790/285 mm (23,23/31,10/11,22 inch)
Peso máx.	25 kg (55 lb)	28 kg (62 lb)	40 kg (88 lb)
Clase de protección (según IEC 61140)	II	II	II
Tipo de montaje	Montaje mural		
Temperatura ambiente durante el funcionamiento/durante el almacenamiento	-25 °C a +60 °C / -40 °C a +70 °C		
Humedad relativa del aire	0% a 95%, sin condensación		
Altitud máx. sobre el nivel del mar	4000 m	4000 m	4000 m
<b>Estándares</b>			
Conformidad	CE, IEC 61439-1, IEC 61439-2		
* Necesario accesorio			

### EJEMPLO DE PLANTA





[www.SMA-Iberica.com](http://www.SMA-Iberica.com)

**SMA Solar Technology**

DC-CINBU81834V1/0 SMA y Sunny Central son marcas registradas de SMA Solar Technology AG. Empresa responsable. SC. No se garantiza el derecho de realizar cambios empalmados y/o conexiones, incluyendo los materiales por regla general, de cada país, o de cualquier modificación en la estructura. SMA no asume ninguna responsabilidad por errores de impresión. Para obtener información actualizada consulte [SMASolar.com](http://SMASolar.com).

## 13.7. Grupo Electrónico


Dagartech
GRUPOS ELECTROGENOS
GAMA BALANCE

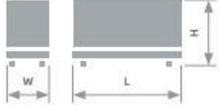
400/230V | 50Hz
PERKINS 1104A-44TG2 | MECCALTE ECP32-3L/4
BGPS 85 ME



Imagen orientativa.

**Dimensiones:**  
 L : 2650 mm  
 H : 1700 mm  
 W : 1100 mm

**Peso:**  
 1350 kg



Hz 50Hz

V 400/230V

Refrigeración por agua

Diésel

1500 r.p.m.

Insonorizado

CE Marca de Conformidad Europea

### 1 / Descripción general del grupo

<b>DATOS TÉCNICOS GENERALES</b>	<b>Motor</b>	PERKINS 1104A-44TG2
	<b>Alternador</b>	MECCALTE ECP32-3L/4
	<b>Clase de ejecución</b>	G2
	<b>Frecuencia</b>	50Hz
	<b>Tensión</b>	400/230V
	<b>Cuadro de control</b>	DSE 6020 MKII
	<b>Depósito (l)</b>	220
	<b>Nivel sonoro (dB(A)@7m)</b>	64
<b>POTENCIAS<sup>1</sup></b>	<b>PRP (kVA / kW)</b>	<b>75 / 60</b>
	<b>ESP (kVA / kW)</b>	<b>83 / 67</b>

Tensiones	PRP (kVA/kW)	ESP (kVA/kW)	Amperaje (A)
415/240	75 / 60	83 / 67	116
400/230	75 / 60	83 / 67	120
380/220	75 / 60	83 / 67	126
240/139	75 / 60	83 / 67	200
230/133	75 / 60	83 / 67	209
220/127	75 / 60	83 / 67	218

Idónea para su uso en emergencia, la **Gama Balance** ha sido diseñada para ofrecer un óptimo rendimiento en **diversas aplicaciones industriales, residenciales y en equipamiento** de espacios públicos.



Escanea este código para ver la ficha de producto del grupo

## BGPS 85 ME

**Nota:** Dagartech se reserva la modificación de los datos sin previo aviso.

V.0-2019 · Última actualización: 15/01/2019 | **Página 1**

Polligono Centrovía  
 c/ Panamá, 12, La Muela  
 Zaragoza - SPAIN

Tel: +34 976 141 655  
 Fax: +34 976 141 629  
 e-mail: [info@dagartech.com](mailto:info@dagartech.com)



## 2 / Especificaciones del motor

Datos técnicos generales motor	
Marca/modelo	PERKINS 1104A-44TG2
R.P.M.	1500 r.p.m.
Potencia máxima ESP (kWm)	79,1
Potencia PRP (kWm)	71,9
Combustible	Diésel
Nº de cilindros	4 cilindros
Cilindrada (c.c.)	4400
Relación de compresión	17,25:1
Sistema de refrigeración	Refrigeración por agua
Tipo de regulador	mecánica
Tipo de motor/inyección/aspiración	Diésel / directa / turbo-alimentado

Combustible	
Tipo de carburante	Diésel
Capacidad del depósito (l)	220

### Tablas de consumos

% carga	Consumo (l/h)	Autonomía (h)
50% PRP	9,7	23
75% PRP	14	16
100% PRP	18,7	12
110% ESP	20,5	11

Sistema de refrigeración	
Flujo del ventilador (m³/min)	89
Potencia consumida por el ventilador (kW)	1,5
Capacidad total de refrigerante (l)	13

Sistema de lubricación	
Capacidad total de aceite (l)	8

Sistema de admisión	
Flujo de aire aspirado combustión (m³/min)	4,8

Motor Diésel PERKINS 1104A-44TG2, 4 cilindros en línea, 4 tiempos, turboalimentado, inyección directa con regulación mecánica mediante bomba de combustible, original del fabricante.

**Cumplimiento de Emisiones EU Stage 0.**

### 2.1/ Sist. de alimentación de combustible

Sistema de inyección directa, filtro separador de partículas originales del fabricante.

### 2.2/ Sistema de refrigeración

Refrigeración mediante líquido refrigerante totalmente distribuido en el circuito cerrado impulsado por una bomba accionada por el motor, radiador tropicalizado, originales del fabricante del motor.

### 2.3/ Sistema de lubricación

Sistema de lubricación impulsado por bomba impulsada por cigüeñal, filtro en la parte superior con cartucho insertado de flujo total, cárter frontal, originales del fabricante del motor.

### 2.4/ Sistema de admisión de aire

Sistema de admisión de aire para la combustión turboalimentado con filtro de dos etapas, originales del fabricante del motor.

Nota: Dagartech se reserva la modificación de los datos sin previo aviso.

V.0-2019 · Última actualización: 15/01/2019 | Página 2

Polígono Centrovía  
c/ Panamá, 12, La Muela  
Zaragoza - SPAIN

Tel: +34 976 141 655  
Fax: +34 976 141 629  
e-mail: [info@dagartech.com](mailto:info@dagartech.com)



#### Sistema de arranque eléctrico

Nº de baterías	1
Características de la batería	12V 60Ah
Voltaje de arranque (V)	12V

#### 2.5 / Sistema de arranque

○ Sistema de arranque mediante motor eléctrico, batería (sin mantenimiento) con desconectador y alternador de carga accionado por el **motor de arranque 12V**, elementos originales del fabricante del motor.

#### Sistema escape

Caudal de gases escape (m <sup>3</sup> /min)	12,5
Tº de los gases escape (°C)	555
Diámetro exterior del escape (mm)	64
Máxima contrapresión del escape (kPa)	10

#### 2.6 / Sistema de escape

○ Nivel atenuación -35dB(A).

### 3 / Especificaciones alternador

#### Datos Generales alternador

Marca/modelo	MECCALTE ECP32-3L/4
Nº de polos	4
Clase de aislamiento	H
Nº de hilos	12
Índice de protección mecánica	IP23
Regulador de tensión (AVR)	DSR
Regulación de Voltaje	±1%
Potencia ESP 27°C (kVA)	83
Potencia PRP 40°C (kVA)	75
Nº de fases	3
Factor de potencia (cos φ)	0,8
Rendimiento 50% Carga η (%)	86,9%
Rendimiento 75% Carga η (%)	89,7%
Rendimiento 100% Carga η (%)	91,1%
Rendimiento 110% Carga η (%)	90,7%

○ Alternador **MECCALTE ECP32-3L/4** de 4, brushless, estructura mecánica robusta con fácil acceso a conexiones y componentes, aislamiento clase H, paso de bobina 2/3 y AVR autoexcitado.

Protección con resinas epoxy Premium, las partes de alto voltaje se impregnan en vacío lo que implican siempre un muy buen aislamiento.

**Normativa** estándar que cumple el **alternador:**

**CEI 2-3 | IEC 34-1 | EN 60034-1 | VDE 0530 | BS 4999-5000 | CAN/CSA-C22.2-No 100-95.**

#### Baja distorsión de onda:

○ THD (100% carga) = 2%

○ THF < 2%

○ Cumple: EN61000-6-3, EN61000-6-2 respecto interferencias de radio.

**Nota:** Dagartech se reserva la modificación de los datos sin previo aviso.

V.0-2019 · Última actualización: 15/01/2019 | Página 3

Polígono Centrovía  
c/ Panamá, 12, La Muela  
Zaragoza - SPAIN

Tel: +34 976 141 655  
Fax: +34 976 141 629  
e-mail: [info@dagartech.com](mailto:info@dagartech.com)



#### 4 / Especificaciones de la bancada

Grupo montado sobre **bancada electro-soldada de acero, pintada con pintura electrostática a base de polvo de epoxi-poliéster**. Unión del conjunto a la bancada mediante amortiguadores anti vibratorios. **Depósito de combustible ubicado en la propia bancada**, provista de aforador de medición e instalación de combustible al motor. Testada en cámara de niebla salina según norma ASTM B-117-09, resistencia 500h.



#### 5 / Especificaciones de la cabina insonorizada

**Cabina electro-soldada de acero, pintada con pintura electrostática a base de polvo de epoxi-poliéster**. Insonorización interior mediante revestimiento con material aislante de ruidos. **Eficiente silenciador de atenuación -35dB(A)** para la evacuación de gases al exterior con tapa de protección. Testada en cámara de niebla salina según norma ASTM B-117-09, resistencia 500H. Grado de protección mecánica IP44.



#### 6 / Cuadro de control

Cuadro de protección, distribución con control automático **DSE 6020 MKII** que permite trabajar en modo manual, automático o por señal.



##### 6.1 / Elementos principales de los que dispone el cuadro

- **Pulsador de paro de emergencia.**
- **Cargador de batería DEEP SEA: DSE 9150 12V, 3A.** Diseñado para estar conectado permanentemente a la batería y mantener el 100% de la carga. El cargador pasa a modo flotante cuando la carga se ha completado.
- **Protecciones:**
  - Protección magnetotérmica de 4 polos contra sobrecargas y cortocircuitos.
  - Fusibles de protección para el conjunto de control.

##### Interruptor de protección

Marca/Modelo	Schneider EasyPact 12SA 4P
--------------	----------------------------

##### 6.2 / Placa de control

Placa de control DEEP SEA, DSE 6020 MKII, realiza de manera automática la puesta en marcha del grupo electrógeno al detectar fallo del suministro eléctrico de la red y se desactiva, también automáticamente, al reestablecerse el suministro.

También puede funcionar en modo manual y por señal. Permite monitorizar un amplio número de parámetros del motor y mostrar alertas de información, estado y alarmas.

El módulo incluye puertos de comunicación USB, 4 entradas digitales configurables, 3 entradas analógicas, 6 salidas configurables, pulsador de emergencia, cargador de batería 8-35 V.

Dispone de pantalla iluminada LCD de 132x64p con 4 líneas de texto, 5 teclas de navegación por los diferentes menús, relojes y alarmas programables, lectura y visualización de parámetros con valores RMS.

Todo el módulo es fácilmente configurable mediante PC utilizando el software específico de configuración DSE.

Diferentes modos de funcionamiento: modo AUTOMÁTICO, modo MANUAL, modo SEÑAL y modo TEST.

Otras configuraciones alternativas bajo petición que amplían las posibilidades del régimen de trabajo.

○ **Ensayos ambientales** que cumple la placa de control:

**BS EN 61000-6-2 (compatibilidad electromagnética) | BS EN 61000-6-4 (compatibilidad electromagnética) | BS EN 60950 (seguridad eléctrica) | BS EN 61000-6-2 (temperatura) | BS EN 60068-2-6 (vibraciones) | BS EN 60068-2-27 (choque).**



**Dagartech**  
GRUPOS ELECTRÓGENOS

# GAMA BALANCE

400/230V | 50Hz
PERKINS 1104A-44TG2 | MECCALTE ECP32-3L/4
BGPS 85 ME



### 6.2.1 / Lecturas que permite la placa de control

Motor
Velocidad de giro
Presión aceite
Tensión batería
Cuentahoras
Tª líquido refrigerante

Red
Voltaje red (L-N)
Voltaje red (L-L)
Frecuencia de red

Alarma detectada	
Fallo arranque	Bajo nivel combustible
Alta temperatura motor	Alta/Baja frecuencia
Baja presión aceite	Sobrecarga
Alta/Baja velocidad motor	Fallo alternador carga
Alta/Baja voltaje generador	Intervalo de mantenimiento
Parada emergencia exterior	

Generador	
Voltaje generador (L-N)	Voltaje generador (L-L)
Frecuencia generador	Intensidad generador
Factor de potencia	Carga generador (kW, kVA, kWh, kVAh)

- Respuesta del grupo ante alarma totalmente configurable mediante software **DSE 6020 MKII**.

Nota: Dagartech se reserva la modificación de los datos sin previo aviso.

V.0-2019 · Última actualización: 15/01/2019 | Página 5

Polígono Centrovía  
c/ Panamá, 12, La Muela  
Zaragoza - SPAIN

Tel: +34 976 141 655  
Fax: +34 976 141 629  
e-mail: [info@dagartech.com](mailto:info@dagartech.com)





## GAMA BALANCE

400/230V | 50Hz

PERKINS 1104A-44TG2 | MECCALTE ECP32-3L/4

**BGPS 85 ME**

### 7 / Alcance de suministro estándar de la gama

La Gama **Balance Emergencia** dispone del siguiente equipamiento estándar (grupos insonorizados):

- Motor Diésel 1.500 rpm refrigerado por agua.
- Alternador de 12 hilos con regulación electrónica.
- Placa de control digital Deep Sea Electronics.
- Transformadores de intensidad (en modelos  $\geq 30$ kVA).
- Silencioso de escape de alta atenuación.
- Depósito de combustible metálico.
- Carrocería insonorizada de chapa pintada.
- Pulsador de parada de emergencia con acceso mecanizado exterior.
- Protección magnetotérmica.
- Cargador electrónico de batería.
- Batería sin mantenimiento y desconectador.
- Pértiga de elevación (en modelos  $\geq 85$ kVA).

### 8 / Equipamiento opcional

La Gama **Balance Emergencia** dispone del siguiente equipamiento opcional (grupos insonorizados):

#### 8.1 / Kits

Kit 1: Fallo de Red	Kit 2: Lecturas y alarma
<ul style="list-style-type: none"> <li>○ Calderín.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ Sonda de alarma nivel de radiador*.</li> <li>○ Sonda de lectura presión aceite.</li> <li>○ Sonda de lectura de temperatura.</li> </ul>

#### 8.2 / Otras opciones de la gama

##### ○ Opciones eléctricas

- Conmutación con contactores Schneider.
- Conmutación motorizada Socomec.
- Protección diferencial.

##### ○ Opciones de motor - alternador

- Regulación/gestión electrónica motor (para modelos con regulación mecánica).
- Resistencias anti-condensación alternador.
- AVR MX341 + PMG  $\pm 1\%$  STAMFORD (modelos  $\geq 85$ kVA).

##### ○ Opciones de combustible.

- Filtro separador de partículas de combustible.
- Bandeja de retención.
- Sonda fugas líquidos (requiere bandeja de retención).
- Depósito 24 h.
- Depósito 48 h.
- Bomba de llenado automático.

##### ○ Opciones mecánicas

- Pértiga de elevación (en modelos  $< 85$ kVA).
- Lapas silentBlocks de nivelado.
- Amortiguadores muelles anti vibratorios.
- Bomba manual de vaciado de aceite.
- Capó Chapa galvanizada.
- Color RAL no estándar.

##### ○ Opciones de comunicación

- Transformador de intensidad - permite lectura de intensidades y potencias del generador - (en modelos  $< 25$ kVA).
- DSE 6120 MKII (en modelos  $< 85$ kVA).
- DSE 7320 MKII (en modelos  $\geq 85$ kVA).
- DSE 2130 8 entradas (requiere DSE 6120 MKII/7320MKII).
- DSE 2157 8 salidas libres (requiere DSE 6120 MKII/7320MKII).
- DSE 2548 8 diodos led (requiere DSE 6120 MKII/7320MKII).
- DSE 855.
- DSE 890 Webnet.

\* Incluida de serie en modelos con motor Cummins.

Consultar la disponibilidad de estas opciones según modelo.  
Consultar la disponibilidad de otras opciones.

**Nota:** Dagartech se reserva la modificación de los datos sin previo aviso.

V.0-2019 · Última actualización: 15/01/2019 | **Página 6**

Polígono Centrovía  
c/ Panamá, 12, La Muela  
Zaragoza - SPAIN

Tel: +34 976 141 655  
Fax: +34 976 141 629  
e-mail: [info@dagartech.com](mailto:info@dagartech.com)



## 8 / Equipamiento opcional

### 8.3 / Conmutaciones

Como opcional, se puede disponer de un armario de conmutación adjunto al grupo.

POTENCIA DEL GRUPO	CUADRO DE CONMUTACIÓN 400/230V	
	Contactores Schneider	Motorizadas Socomec
9kVA	25	-
10kVA	25	-
15kVA	25	-
22kVA	40	-
25kVA	40	-
30kVA	40	-
35kVA	60	-
40kVA	60	-
45kVA	60	-
50kVA	80	-
65kVA	125	125
70kVA	125	125
85kVA	125	125
90kVA	125	125
110kVA	125	160
135kVA	-	250
145kVA	-	250
150kVA	-	250
170kVA	-	250
175kVA	-	250
200kVA	-	315
220kVA	-	315
275kVA	-	400
330kVA	-	630
350kVA	-	630
400kVA	-	630
450kVA	-	800
500kVA	-	800
550kVA	-	800
650kVA	-	1000
700kVA	-	1000
730kVA	-	1250
740kVA	-	1250
770kVA	-	1250

En la tabla de la izquierda se muestran los diferentes amperajes de los interruptores magnetotérmicos y de armarios inversores disponibles:

- **Conmutaciones con contactores Schneider:**  
25 a 125 A.
- **Conmutaciones motorizadas Socomec:**  
≥ 125A.

**Nota:** Dagartech se reserva la modificación de los datos sin previo aviso.

Polígono Centrovía  
c/ Panamá, 12, La Muela  
Zaragoza - SPAIN

Tel: +34 976 141 655  
Fax: +34 976 141 629  
e-mail: [info@dagartech.com](mailto:info@dagartech.com)



## 13.8. Cableado

---

exZheentSOLAR



POR UNA ENERGÍA LIMPIA

CABLES PARA INSTALACIONES DE **ENERGÍA SOLAR** FOTOVOLTAICA

 **General Cable**

## exZhellent SOLAR

### CABLES PARA INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS EN HUERTAS SOLARES Y TEJADOS.

Los cables **Exzhellent Solar ZZ-F (AS)** y **XZ1FA3Z-K (AS)** han sido diseñados para resistir las exigentes condiciones ambientales que se producen en cualquier tipo de instalación fotovoltaica, ya sea fija, móvil, sobre tejado o de integración arquitectónica.

Con los cables **Exzhellent Solar** conseguirá la máxima eficiencia de sus instalaciones, garantizando la evacuación de la energía producida durante toda la vida útil de su instalación.

#### CARACTERÍSTICAS OBLIGATORIAS

##### RESISTENCIA A LA INTEMPERIE



**TEMPERATURA MÁXIMA DEL CONDUCTOR:**  
120° C<sup>(1)</sup>  
IEC 60216



**RESISTENCIA A TEMPERATURAS EXTREMAS**  
Mínima: -40°C  
IEC 60811-1-4



**RESISTENCIA A LOS RAYOS ULTRAVIOLETAS (UV)**  
UL 1581



**RESISTENCIA AL OZONO**  
IEC 60811-2-1



**RESISTENCIA A LA ABSORCIÓN DE AGUA**  
IEC 60811-1-3

##### VIDA ÚTIL



**VIDA ÚTIL 30 AÑOS**  
IEC 60216

##### RESISTENCIA MECÁNICA



**RESISTENCIA AL IMPACTO**  
IEC 60811-1-4



**RESISTENCIA A LA ABRASIÓN**  
EN 50305



**RESISTENCIA AL DESGARRO**  
IEC 61034-2

##### ECOLÓGICO - ALTA SEGURIDAD (AS)



**ECOLÓGICO**



**LIBRE DE HALÓGENOS**  
IEC 60754-1



**BAJA EMISIÓN DE GASES CORROSIVOS**  
IEC 60754-2



**BAJA OPACIDAD DE HUMOS**  
IEC EN 61034-2



**NO PROPAGADOR DEL INCENDIO**  
IEC 60332-3

(1) Hasta 20.000 horas de funcionamiento (IEC 60216-1)

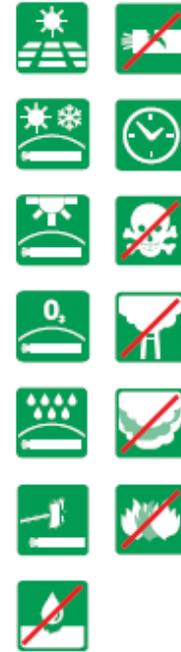
# exZhelent SOLAR ZZ-F (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC

## PANELES FOTOVOLTAICOS

TENSIÓN 1,8 kV DC - 0,6 / 1 kV AC



## SERVICIO MÓVIL



## EXZHELLENT SOLAR ZZ-F (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC

Conductor: Cobre estañado clase 5 para servicio móvil (-F)  
 Aislamiento: Elastómero termoestable libre de halógenos (Z)  
 Cubierta: Elastómero termoestable libre de halógenos (Z)  
 Norma: TÜV 2 Pfg 1169/08.2007



Ecológico

Código	Sección	Color (*)	Diámetro exterior	Peso	Radio Mín. Curvatura	Resist. Máx. del conductor a 20 °C	Intensidad al Aire (1)	Caída de tensión en DC
	mm²		mm	kg/km	mm	Ω/km	A	V/A.km
1614106	1x1,5	■ ■	4,3	35	18	13,7	30	38,17
1614107	1x2,5	■ ■	5,0	50	20	8,21	41	22,87
1614108	1x4	■ ■	5,6	65	23	5,09	55	14,18
1614109	1x6	■ ■	6,3	85	26	3,39	70	9,445
1614110	1x10	■ ■	7,9	140	32	1,95	96	5,433
1614111	1x16	■ ■	8,8	200	35	1,24	132	3,455
1614112	1x25	■ ■	10,5	295	42	0,795	176	2,215
1614113	1x35	■ ■	11,8	395	47	0,565	218	1,574

Disponibilidad bajo pedido hasta 1x300 mm²

(\*) Posibilidad de suministrar con cubierta ■

(1) Al aire, a 60 °C Según norma TÜV 2 Pfg 1169/08.2007

# exZhelent SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC

## HUERTAS SOLARES

TENSIÓN 1,8 kV DC - 0,6 / 1 kV AC



LA MEJOR PROTECCIÓN MECÁNICA DURANTE EL TENDIDO,  
LA INSTALACIÓN Y EL SERVICIO

### EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC

- Conductor: Cobre Clase 5 para servicio fijo (-k)
- Aislamiento: Polietileno Reticulado XLPE (X)
- Asiento de Armadura: Poliolefina libre de halógenos (Z1)
- Armadura: Fleje corrugado de AL (FA3)
- Cubierta: Elastómero termoestable libre de halógenos (Z). Color Negro
- Norma: AENOR EA 0038

### SERVICIO FIJO



Ecológico



Resistente a la acción de los roedores



Código	Sección	Diámetro exterior	Peso	Radio Mín. Curvatura	Intensidad al Aire <sup>(1)</sup>	Intensidad Enterrado <sup>(2)</sup>	Carga tensión en DC
	mm <sup>2</sup>	mm <sup>2</sup>	kg/km	mm <sup>2</sup>	A	A	V/A.km
1618110	1x10	12,0	230	120	80	77	4,87
1618111	1x16	13,0	290	130	107	100	3,09
1618112	1x25	14,8	405	150	140	128	1,99
1618113	1x35	15,9	510	160	174	154	1,41
1618114	1x50	17,5	665	175	210	183	0,984
1618115	1x70	19,8	895	200	269	224	0,694
1618116	1x95	21,6	1.125	220	327	265	0,525
1618117	1x120	23,6	1.390	240	380	302	0,411
1618118	1x150	25,6	1.695	260	438	342	0,329
1618119	1x185	27,5	2.010	275	500	383	0,270
1618120	1x240	30,8	2.615	310	590	442	0,204
1618121	1x300	34,4	3.245	345	659	500	0,163

[1] Al aire a 40°C según UNE 20460-5-523 Tabla A.52-1 bis Método F, 2 conductores cargados

[2] Enterrado, 25°C, 0,7 m de profundidad, 1,5 K m/W según UNE 20460-5-523 Tabla A.52-2 bis Método D



**CENTRAL**

Casanova, 150 - 08036 BARCELONA  
Tel.: +34 93 227 97 00 - Fax: +34 93 227 97 22  
info@generalcable.es

**ZONAS IBERIA**

**ANDALUCÍA**

Averroes, 6, Edificio Eurosevilla, 4º, 7ª  
41020 SEVILLA  
Tel.: +34 95 499 95 18 - Fax: +34 95 451 10 13  
delegacionandalucia@generalcable.es  
Málaga  
Tel. Móvil: +34 626 014 918 - Fax: +34 95 225 99 12  
astecchini@generalcable.es

**CENTRO**

Ávila, Badajoz, Cáceres, Ciudad Real,  
Guadalajara, Madrid, Segovia y Toledo  
Avda. Ciudad de Barcelona, 81 A, 4º A - 28007 MADRID  
Tel.: +34 91 309 66 20 - Fax: +34 91 309 66 30  
delegacioncentro@generalcable.es  
Burgos, León, Palencia, Salamanca, Valladolid y Zamora  
Tel. Móvil: +34 609 154 594 - Fax: +34 983 24 96 32  
aastorgano@generalcable.es

**LEVANTE**

Albacete, Comunidad Valenciana, Cuenca y Murcia  
Cirilo Amorós, 27 - 6º C - 46004 VALENCIA  
Tel.: +34 96 350 92 58 - Fax: +34 96 352 95 53  
delegacionlevante@generalcable.es

**NORDESTE**

Andorra, Aragón, Baleares y Cataluña  
Aragón, 177-179, 2ª planta - 08011 BARCELONA  
Tel.: +34 93 467 85 78 - Fax: +34 93 467 46 97  
nordeste@generalcable.es

**NORTE**

Álava, Asturias, Cantabria y Vizcaya  
Juan de Ajuriaguerra, 26 - 48009 BILBAO  
Tel.: +34 94 424 51 76 - Fax: +34 94 423 06 67  
delegacionnorte@generalcable.es  
Guipúzcoa, La Rioja, Navarra, Soria  
Tel.: +34 629 34 85 22 - Fax: +34 948 23 46 05  
piopez@generalcable.es  
Representación GALICIA  
BESIGA COMERCIAL, S.L.  
Av. Tierno Galván, 112  
15178 MAIANCA - OLEIROS (La Coruña)  
Tel.: +34 981 61 71 94 - Fax: +34 981 61 74 78  
comercial@besiga.com

**Representación CANARIAS**

Ángel Guerra, 23 - 1ª  
35003 LAS PALMAS DE GRAN CANARIA  
Tel.: +34 928 36 11 57 - Fax: +34 928 36 44 73  
info@emgg.es

**PORTO**

R. Gonçalves Cristovão, 312 - 4º B e C  
4000-266 PORTO  
Tel.: +351 223 392 350 - Fax: +351 223 323 878

ATENCIÓN AL CLIENTE  
TEL: +34 932 279 700  
FAX: +34 900 210 486  
www.generalcable.es



**EXPORTACIÓN**

Casanova, 150 - 08036 BARCELONA (Spain)  
Tel.: +34 93 227 97 24 - Fax: +34 93 227 97 19  
export@generalcable.es

**FACTORÍAS**

**ABRERA (España)**

Carrer del Metall, 4 (Polígon Can Sucarrats) - 08630 ABRERA (Barcelona)  
Tel.: +34 93 773 48 00 - Fax: +34 93 773 48 48

**MANLLEU (España)**

Ctra. Rusiñol, 63 - 08560 MANLLEU (Barcelona)  
Tel.: +34 93 852 02 00 - Fax: +34 93 852 02 22

**MONTCADA I REIXAC (España)**

Ctra. de Ribas, Km. 13,250 - 08110 MONTCADA I REIXAC (Barcelona)  
Tel.: +34 93 227 95 00 - Fax: +34 93 227 95 22

**VITORIA (España)**

Portal de Bergara, 36 - 01013 VITORIA-GAZTEIZ  
Tel.: +34 945 261 100 - Fax: +34 945 267 146 - marketing@ecn.es - www.ecn.es

**MONTEREAU (Francia)**

SILEC CABLE - Rue de Valenciennes Prolongée - 77876 MONTEREAU CEDEX (France)  
Tel.: +33 (0) 1 60 57 30 00 - Fax: +33 (0) 1 60 57 30 15  
contact@sileccable.com - www.sileccable.com

**MORELENA (Portugal)**

Av. Marquês de Pombal, 36-38 Morelena - 2715-055 PÉRO PINHEIRO (Portugal)  
Tel.: +351 219 678 500 - Fax: +351 219 271 942

**NORDENHAM (Alemania)**

NSW - Kabelstraße 9-11 - D-26954 NORDENHAM (Deutschland)  
Tel.: +49 4731 82 0 - Fax: +49 4731 82 1301 - info@nsw.com - www.nsw.com

**BISKRA (Argelia)**

ENICAB - Zone Industrielle - B.P. 131 - 07000 RP BISKRA (Algérie)  
Tel.: +213 033 75 43 21/22 - Fax: +213 033 74 15 19 - info@generalcable.dz

**LUANDA (Angola)**

CONDEL - Fábrica de Condutores Eléctricos de Angola, SARL  
5ª Av N° 9, Zona Industrial do Cazenga, Caixa Postal n° 3043 LUANDA (Angola)  
Tel.: +244 2 380076/7/8/9/17 - Fax: +244 2 33 78 12 - condel@snet.co.ao

**INTERNACIONAL**

**ABU DHABI**

P.O. Box No. 112478 - Next Showroom Building - Nazda Street, ABU DHABI (UAE)  
Tel.: +971-2-6338991 - Fax: +971-2-6338993 - akhanka@generalcable-uk.com

**ARGELIA**

ENICAB  
Centre Commercial de L'Egic local n° A21 - 170 Rue, Hassiba Ben Bouali El Hamma  
016000 ALGER - Tel: +213 021 67 61 73 - Fax: +213 021 67 61 75 - info@enicab.dz

**NORUEGA**

Randemveien 17 - 1540 VESTBY (Norway)  
Tel.: +47 64955900 - Fax: +47 64955910 - firmapost@generalcable.no

**REINO UNIDO**

Regus House, Herons Way, Chester Business Park,  
CH4 9QR CHESTER (United Kingdom)  
Tel.: +44 1244 893 245 - Fax: +44 1244 893 101 - aribeiro@generalcable-uk.com

**RUSIA**

Azovskaya str., 13 - (Russia) MOSCOW  
Tel.: +7 495 617 0005 - Fax: +7 495 617 0006 - info@generalcable-ru.com

**AGENCIAS**

**ARGENTINA**

Francisco Beiró 1490 - Florida Este 1602 - BUENOS AIRES (Argentina)  
Tel.: +54 11 4760 6088 - Fax: +54 11 4761 0251 - e-mail: info@generalcable-ar.com

**FRANCIA**

DOMEX Cabling s.a.s - 43, rue de Vincennes - 93100 MONTREUIL (France)  
Tel.: +33 1 60 62 51 45 - Fax: +33 1 60 62 51 49 - manuel.dorado@wanadoo.fr

**ITALIA**

Salvaneschi E.a.R.&C.S.A. - Via Felizza da Volpedo, 20  
20092 CINISELLO BALSAMO - MILANO (Italy)  
Tel.: +39 02 660 49494 - Fax: +39 02 660 49489 - rsalvaneschi@generalcable-it.com

## 14. Bibliografía

- <https://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?lang=es&map=europe>
- [http://www.f2i2.net/legislacionseguridadindustrial/rebt\\_guia.aspx](http://www.f2i2.net/legislacionseguridadindustrial/rebt_guia.aspx)
- <https://autosolar.es/>
- <https://www.sma-iberica.com/>
- <https://salvadorcobo.files.wordpress.com/2011/03/dimensionado-lc3adneas-fotovoltaicas.pdf>
- <https://www.generalcable.com/>
- <https://www.portalelectricidad.es/>
- [https://www.electromaterial.com/epages/eb2961.sf/es\\_ES/?ObjectPath=/Shops/eb2961/Categories](https://www.electromaterial.com/epages/eb2961.sf/es_ES/?ObjectPath=/Shops/eb2961/Categories)
- <https://es.rs-online.com/web/>
- <https://www.une.org/>
- <https://www.progensa.es/tienda/producto.php/155/ENERG%CDA+SOLAR+FOTOVOLTAICA.+NORMAS+UNE>
- <https://www.sumidelec.com/>
- <http://www.upv.es/>
- <https://www.dagartech.com/es>
- [https://www.jinkosolar.com/about\\_236.html?lan=sp](https://www.jinkosolar.com/about_236.html?lan=sp)
- <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/3-2-energias-renovables-tecnologia-economia-evolucion-e-integracion-en-el-sistema-electrico/>
- <https://www.xataka.com/energia/desarrollar-grandes-sistemas-baterias-sera-clave-para-aumentar-energias-renovables>