

**Juan de Dios Fernández Uribe**

**Cálculo y Diseño de una micro-central fotovoltaica y mejora de la  
instalación eléctrica existente en un taller mecánico**

**TRABAJO FIN DE GRADO**

**dirigido por José Antonio Barrado**

**Grado de Ingeniería Eléctrica**



**UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI**

**Tarragona**

**2021**

**Cálculo y Diseño de una micro-central fotovoltaica y mejora de la  
instalación eléctrica existente en un taller mecánico**

**1. INDICE**



UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI

**Tarragona**

**2021**

1.	INDICE.....	2
2.	MEMORIA.....	5
2.1.	Índice De la memoria.....	6
2.2.	Hoja de identificación.....	8
2.3.	Objeto.....	9
2.4.	Alcance.....	10
2.5.	Antecedentes.....	11
2.6.	Normativa y referencias.....	23
2.7.	Definición i abreviaturas.....	30
2.8.	Requisitos de diseño.....	35
3.	ANEXOS.....	66
3.1.	Índice de los anexos.....	67
3.2.	Cálculos.....	68
3.3.	Informe PVSYST.....	74
3.4.	Fichas técnicas de los equipos.....	85
4.	PLANOS.....	105
4.1.	Índice de planos.....	106
4.2.	Plano de situación y emplazamiento.....	107
4.3.	Plano emplazamiento de los Módulos FV.....	110
4.4.	Plano perspectiva S-O módulos FV.....	112
4.5.	Esquema instalación FV.....	114
5.	PLIEGO DE CONDICIONES.....	117
5.1.	Índice pliego de conciones.....	118
5.1.	Generalidades.....	122
5.2.	Definiciones.....	122
5.3.	Objeto.....	125
5.4.	PLIEGO DE CLÁUSULAS ADMINISTRATIVAS.....	125
5.5.	PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS PARTICULARES.....	136
6.	MEDICIONES.....	173
6.1.	Índice mediciones.....	174
6.2.	Instalación derivación individual.....	175
6.3.	Instalación de generación.....	177
7.	PRESUPUESTO.....	179
7.1.	Índice presupuesto.....	180
7.2.	Precios simples.....	181

7.3. Precios descompuestos. ....	183
7.4. Presupuesto. ....	185

**Cálculo y Diseño de una micro-central fotovoltaica y mejora de la  
instalación eléctrica existente en un taller mecánico**

**2. MEMORIA.**



UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI

**Tarragona**

**2021**

## 2.1. Índice De la memoria.

2.	MEMORIA.....	5
2.1.	Índice De la memoria.....	6
2.2.	Hoja de identificación.....	8
2.3.	Objeto.....	9
2.4.	Alcance .....	10
2.5.	Antecedentes.....	11
2.5.1.	Fuente de energía. La radiación solar.....	11
2.5.2.	El año típico meteorológico. TMY.....	15
2.5.3.	Clasificación de las instalaciones solares fotovoltaicas. ....	16
2.5.4.	Aplicaciones conectadas a la red.....	16
2.5.5.	Situación.....	18
2.5.6.	Emplazamiento.....	19
2.5.7.	Previsión de carga y de consumo.....	20
2.6.	Normativa y referencias.....	23
2.6.1.	Las directivas comunitarias asumidas por el estado: .....	23
2.6.2.	Normativa española para una instalación generadora de autoconsumo con aprovechamiento de excedentes.....	23
2.6.3.	Real Decreto 842/2002. REBT Reglamento electrotécnico para baja.....	24
	tensión.....	24
2.6.4.	Normas empresa distribuidora.....	25
2.6.5.	RD 314/2006, Código Técnico de la Edificación (CTE).....	25
2.6.6.	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. IDAE.....	25
2.6.7.	Marco legal i aplicación de la normativa.....	26
2.6.7.1.	Subministro con autoconsumo sin excedentes.....	27
2.6.7.2.	Suministro con autoconsumo con excedentes .....	27
2.6.7.3.	Registro de las instalaciones .....	27
2.6.8.	Soporte informático.....	28
2.6.9.	Plan de gestión de calidad aplicado durante la redacción del proyecto....	29
2.6.10.	Bibliografía .....	29
2.6.11.	Webs interés.....	29
2.7.	Definición i abreviaturas.....	30
2.8.	Requisitos de diseño.....	35
2.8.1.	Conexión a la red de EDE.....	35
2.8.2.	Instalación de generación. Derivación individual.....	38
2.8.3.	Instalación de generación. Puesta a tierra.....	39

2.8.4.	Instalación de generación. Definición del sistema de generación y transformación.....	40
2.8.5.	Instalación de generación. Los módulos fotovoltaicos.....	42
2.8.6.	Instalación de generación. El Inversor. ....	46
2.8.7.	Instalación generadora. Cálculo de sombras. ....	48
2.8.8.	Instalación generadora. Cableado y protecciones.....	51
2.8.9.	Instalación generadora. Autoconsumo. ....	53
2.8.10.	Balance de energía y valoración económica.....	55
2.8.11.	Actualización y mejora de la instalación. ....	61
2.8.11.1.	Iluminación.....	63
2.8.11.2.	Motores.....	64
2.8.11.3.	Conclusiones del apartado.....	66

## 2.2. Hoja de identificación

**Título del proyecto:** Diseño de una micro-central fotovoltaica y mejora de la instalación eléctrica existente en un taller mecánico.

**Código del proyecto:** GBS2021E

**Situación:** La nave industrial se encuentra ubicada en C/Sant Jordi nº18 Castellvell (Tarragona)

### **RAZON SOCIAL DEL CLIENTE:**

**Nombre:** JAVIER CALDERON CALDERON

**Dirección:** SANT JORDI 0004 BJ 43392

**Nº Cliente:** 123\_2020

**NIF:** ES – 39898702G

**Autor del proyecto:** Juan de Dios Fernández Uribe, Ingeniero Eléctrico con DNI 39923482-J

### **RAZON SOCIAL DEL PROYECTISTA:**

**Nombre:** JUAN DE DIOS FERNANDEZ URIBE

**Dirección:** C/ MARE DE DEU ADORMIDA, Nº 27 43480

**Colegiado:** Trabajo fin de grado de alumno de la universidad Rovira u Virgili.

**NIF:** ES – 39923482J

**Indicación:** El proyecto consta de xx hojas divididas en x capítulos i x planos.

El cliente:

El ingeniero técnico:

### 2.3. Objeto

La finalidad del presente proyecto es la implantación de una micro-central eléctrica que utilizara la energía obtenida de la radiación solar como fuente de alimentación primaria. De esta forma se quiere potenciar la generación de energía renovable, para suplir el uso de energía convencional en una nave industrial, donde el suministro de potencia contratada no garantiza la demanda del negocio y el cliente se plantea una ampliación.

Tratándose de una fuente de energía renovable no convencional (ERNC), la energía solar se aprovecha sin agotar la fuente de donde se extrae, en este caso las centrales eléctricas fotovoltaicas se nutren de la fuente de energía inagotable que es la radiación solar. Por este motivo y debido a la baja contaminación que se produce en estas centrales, no es sorprendente que este tipo de proyectos estén en auge, siendo la aceptación por parte de la ciudadanía muy positiva. De esta forma, los actores públicos (gobierno e instituciones) se pueden ver atraídos en realizar inversión destinada a fomentar la generación con energía solar. Por estos motivos y gracias a la implicación creciente de la comunidad europea es posible encontrar subvenciones públicas que pueden ayudar a financiar el proyecto.

Entonces, se presenta este proyecto con el convencimiento que hay una valoración positiva por la sociedad. Por lo tanto, se quiere poner especial énfasis en la parte práctica del mismo. Siempre, con el propósito que sea plenamente realizable y no simplemente una exposición teórica. De esta forma, se pondrá el foco en el diseño, la selección de los equipos a utilizar, la descripción mediante planos y esquemas, los materiales más adecuados, la proyección de las obras y las instalaciones necesarias para la construcción de una micro-central fotovoltaica de 12500 W de potencia nominal y su conexión a la red de distribución de 400 V.

De otra forma se quiere poner de manifiesto la idoneidad de este proyecto. La alta radiación solar que hay en la zona hace prever una buena amortización de la inversión.

Se pretende potenciar el aprovechamiento de energía renovable en esta ubicación que se encuentra dentro del núcleo urbano, en una zona donde se prevé un aumento de la demanda de energía.

La generación distribuida, se trata de una parte fundamental del sistema eléctrico que de una forma u otra se viene implantando. Consiste en producir en el mismo punto donde se encuentra el consumo y aporta grandes beneficios, medioambientales, tecnológicos y económicos. Detallados a continuación:

- **Medioambientales.** Al generar energía dentro del núcleo urbano o en sus proximidades se protegen las zonas naturales y se evita transportar la energía reduciendo la cantidad de líneas eléctricas que transforman el entorno.
- **Tecnológicos.**
  - Al existir menos flujo de energía se disminuyen las pérdidas de potencia generadas en los conductores de transporte, así mismo se evita el sobrecarga de estas líneas disminuyendo caídas de tensión y la energía reactiva provocada por los efectos inductivos de los conductores.

- Mejora la calidad y fiabilidad del sistema eléctrico. Al existir varias fuentes de energía, distribuidas por el territorio, el fallo de una de estas fuentes no supone una desestabilización del sistema eléctrico.
- **Económicos.** Se reducen las pérdidas de energía haciendo el sistema eléctrico más eficiente, se reduce el tamaño de las líneas, bajando los costes de inversión.

La energía eléctrica generada por la proyectada central se conducirá hasta la red de distribución en baja tensión 400 V al punto de conexión asignado por la compañía eléctrica. Acometida de la nave.

Con la construcción de esta central se pretende:

- Fomentar la energía solar fotovoltaica como fuente alternativa de producción de energía.
- Disminuir la emisión de gases de efecto invernadero en la generación de energía eléctrica.
- Promover la generación distribuida de energía eléctrica
- Disminuir costes tanto en el término fijo como en el variable de acceso a la energía.

En consecuencia, la finalidad última de la redacción del presente proyecto es el establecimiento de todas las condiciones técnicas de conexión y de seguridad de la instalación, para la correcta tramitación de los correspondientes expedientes de legalización de la instalación eléctrica delante de los organismos competentes.

En resumen, el presente proyecto es la implantación de una micro-central fotovoltaica de 12500 W situada en el municipio de Castellvell, para alimentar una nave industrial conectada a la red de distribución a la línea de 400 V y el estudio y la mejora de las instalaciones existentes.

## 2.4. Alcance

El alcance de las instalaciones del presente proyecto comprende desde la generación de energía en corriente continua (CC) y baja tensión de los paneles fotovoltaicos, hasta el aprovechamiento de esta energía transformada en corriente alterna (CA) trifásica o vertido a la red eléctrica, por lo tanto, será objeto del mismo, el cálculo y diseño de las siguientes instalaciones:

- Instalación paneles fotovoltaicos.
- Instalación del inversor CC/CA.
- Instalación Protecciones.
- Instalación de cableado eléctrico y puesta a tierra de las nuevas instalaciones.
- Instalación de los elementos de control y medida.

Se pretende también hacer un estudio de las instalaciones y equipos existentes para conseguir mejorar la instalación con criterios de modernidad económicos y de eficiencia energética.

## 2.5. Antecedentes

### 2.5.1. Fuente de energía. La radiación solar.

La energía solar resulta del proceso de fusión nuclear que tiene lugar en el sol. Esta energía es el motor que mueve nuestro medioambiente, siendo la energía solar que llega a la superficie terrestre 10000 veces mayor que la energía consumida actualmente por toda la humanidad.

La potencia radiante (irradiancia) del sol en el límite exterior de la atmósfera terrestre, a 150 millones de kilómetros, corresponde a aproximadamente  $1360 \text{ W / m}^2$ . Este valor es denominado constante solar y se reduce al atravesar nuestra atmósfera de modo que al llegar a la superficie terrestre alcanza un valor máximo de  $1000 \text{ W / m}^2$ .

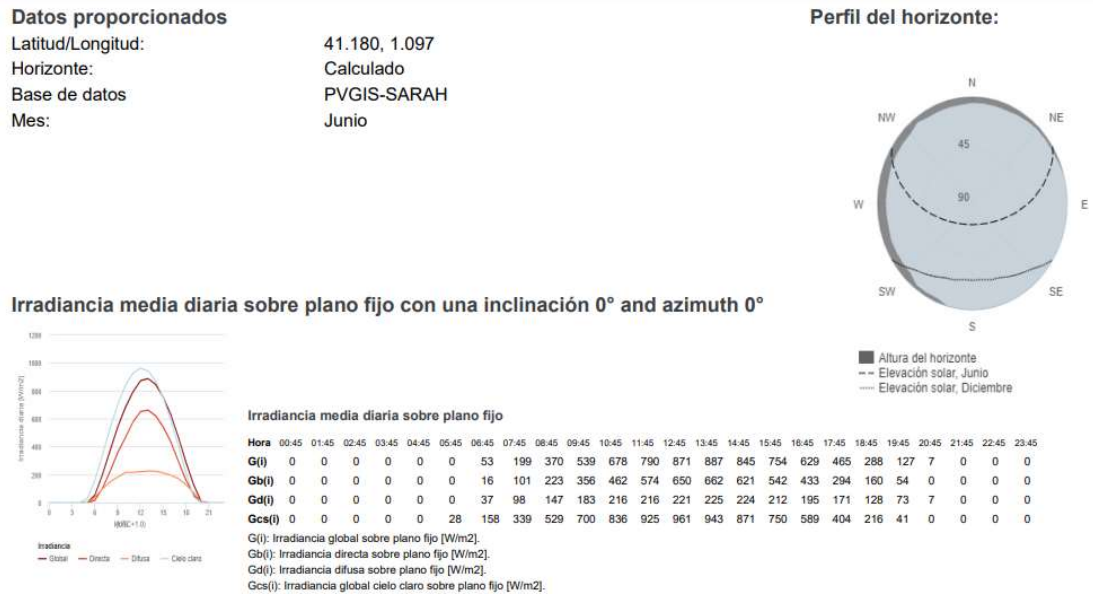
La energía solar que incide sobre una superficie en la tierra recibe el nombre de irradiancia global y es resultado de la suma de la radiación directa, de la radiación difusa y de la radiación reflejada.

La radiación directa es la que llega directamente del sol, mientras que la radiación difusa es el efecto provocado por la atmosfera dispersando la dirección de la radiación solar. Del total de luz que llega a la tierra cerca de dos tercios llegan como radiación difusa. La radiación reflejada es aquella que es reflejada por la superficie terrestre.

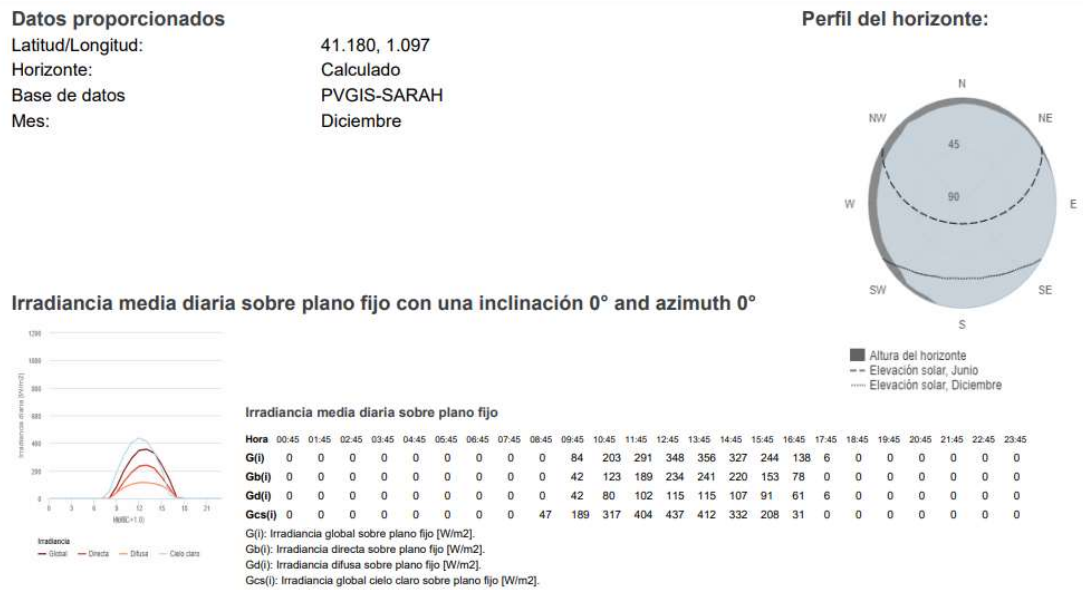
La radiación difusa es mayor en los meses de noviembre, diciembre y enero, en comparación a los meses de mayo, junio y julio. Este hecho, es apreciable en la figura 1. En base anual la radiación difusa se trata del 40% de la global, según datos obtenidos en el "Photovoltaic Geographical Information System" más adelante (PVGIS). Ni que decir tiene que, parte de la energía directa proporcionada por el sol se convierte en energía difusa, y teniendo en cuenta que la energía directa en los meses de invierno también es menor resulta más oportuno realizar los cálculos valorando estas condiciones más desfavorables dadas en los meses de invierno.

Como se ha observado anteriormente, la posición del sol es variable a lo largo de las estaciones, pero también varía durante el día. Por lo tanto, también cambia el ángulo en el cual los rayos solares inciden sobre la superficie terrestre. La aportación de energía de una superficie horizontal es mayor en verano, mientras que una superficie vertical orientada al sur en el hemisferio norte recibe más energía en invierno, aproximadamente 1,5 veces más que en posición horizontal. Podemos constatar estos dos hechos relacionando los datos de las figuras 2,3,4 y 5.

Teniendo esto en cuenta es más favorable orientar los paneles fotovoltaicos en dirección sud con una cierta inclinación.



**Figura 2.** Irradiancia media diaria horizontal para el mes de junio

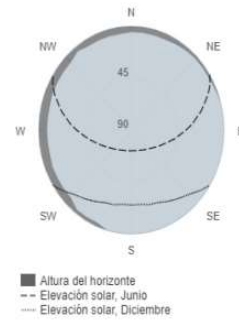


**Figura 3.** Irradiancia media diaria horizontal para el mes de diciembre

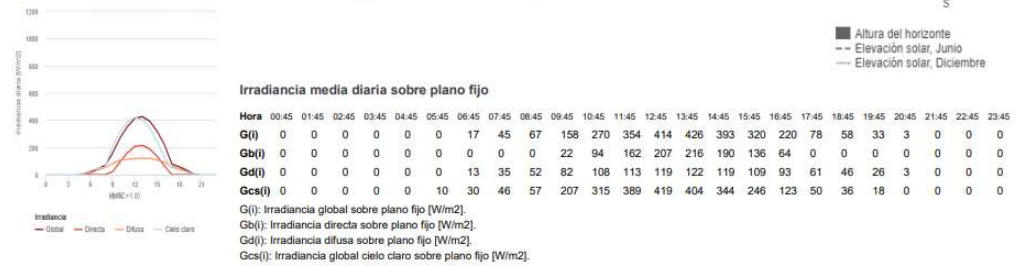
**Datos proporcionados**

Latitud/Longitud: 41.180, 1.097  
 Horizonte: Calculado  
 Base de datos: PVGIS-SARAH  
 Mes: Junio

**Perfil del horizonte:**



**Irradiancia media diaria sobre plano fijo con una inclinación 90° and azimuth 0°**

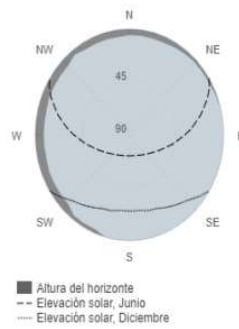


**Figura 4.** Irradiancia media diaria vertical para el mes de junio

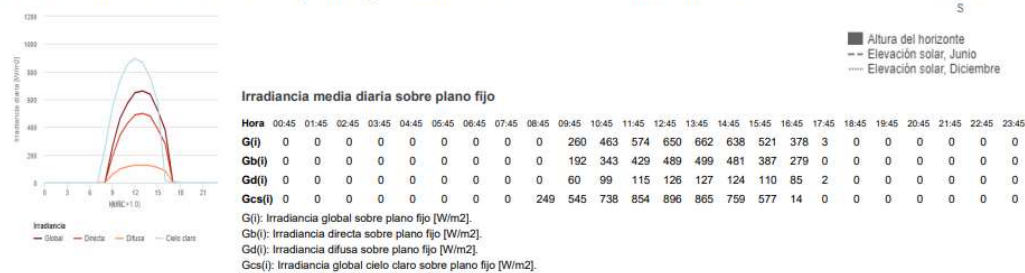
**Datos proporcionados**

Latitud/Longitud: 41.180, 1.097  
 Horizonte: Calculado  
 Base de datos: PVGIS-SARAH  
 Mes: Diciembre

**Perfil del horizonte:**

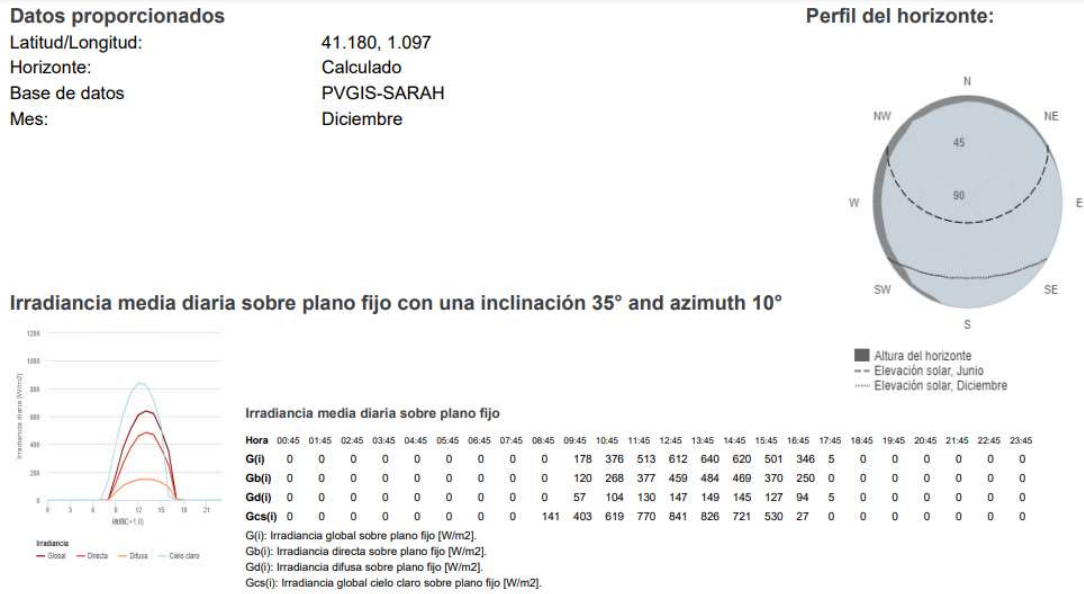


**Irradiancia media diaria sobre plano fijo con una inclinación 90° and azimuth 0°**

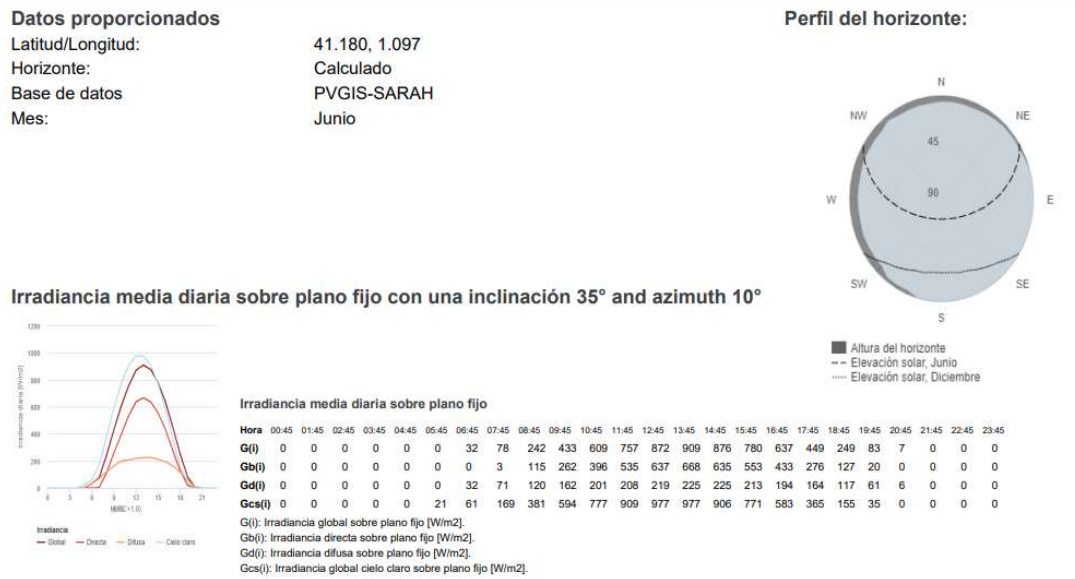


**Figura 5.** Irradiancia media diaria vertical para el mes de diciembre.

Mediante los datos obtenidos con el programa se observa que la inclinación óptima de los paneles para esta localización es de 35°, también se puede ver que la energía suministrada por el sol está concentrada en las horas donde éste se encuentra en su posición cenital.



**Figura 6.** Irradiancia media diaria óptima para el mes de diciembre.



**Figura 7.** Irradiancia media diaria óptima para el mes de junio.

### 2.5.2. El año típico meteorológico. TMY.

En el PVGIS podemos encontrar bases de datos climatológicos fiables y contrastadas de una ubicación concreta y para un buen número de años. Muchos diseños de instalaciones fotovoltaicas se hacen con los datos meteorológicos obtenidos en esta plataforma y está especialmente diseñada para incluirlos en los programas de cálculo en formato “.csv” (Excel).

Es altamente recomendable no centrarse solamente en los datos de un único año para realizar cualquier estudio fotovoltaico. Con el PVGIS es posible recoger los datos desde 2010 hasta 2016 elegir los datos de los meses que más se acercan a la media entre los mismos meses de cada año, obteniendo así los datos hora por hora del año típico meteorológico.

Para introducir los datos meteorológicos en PVSYST, se ha realizado el promedio de estos datos de cada hora fijando un valor por meses Típico.

Para la localización del proyecto se han obtenido los siguientes datos mostrados en la tabla.

Mes Típico	G(kWh)/m2mes	Gd(h)	T2m	WS10m	RH
Enero	63,72175	28,1979	10,7595565	3,73086022	75,1166532
Febrero	78,093	30,732	9,16705357	4,14022321	69,1407589
Marzo	141,89345	49,9647	11,8902819	3,90935571	66,2175436
Abril	158,6717	59,596	13,095375	2,156	68,671375
Mayo	207,71055	67,4438	15,8431452	3,15129032	68,0790054
Junio	228,568	70,809	19,1806944	2,85034722	64,3074722
Julio	205,925	70,749	22,8474207	2,48401379	62,2165517
Agosto	196,917	60,336	23,9393952	2,74966398	60,9712769
Septiembre	138,41185	55,6696	21,7741944	2,94476389	62,311875
Octubre	100,244	39,872	15,9861066	2,67754781	76,5711885
Noviembre	81,089	25,17	15,0135109	3,06713115	71,6189822
Diciembre	62,595	23,669	9,50593243	3,87008108	71,9541081

**Tabla 1.** Datos año meteorológico proporcionados por PVGIS.

Leyenda:

G(kWh/m2mes): Radiación global horizontal.

Gd(h): Radiación global difusa.

T2m (°C): Temperatura media

WS10m (m/s): Velocidad del viento media.

RH (%): Humedad relativa media.

### **2.5.3. Clasificación de las instalaciones solares fotovoltaicas.**

La energía solar fotovoltaica aprovecha la radiación solar, descrita anteriormente, transformándola en energía eléctrica mediante la emisión de electrones que produce un material cuando es iluminado con radiación electromagnética.

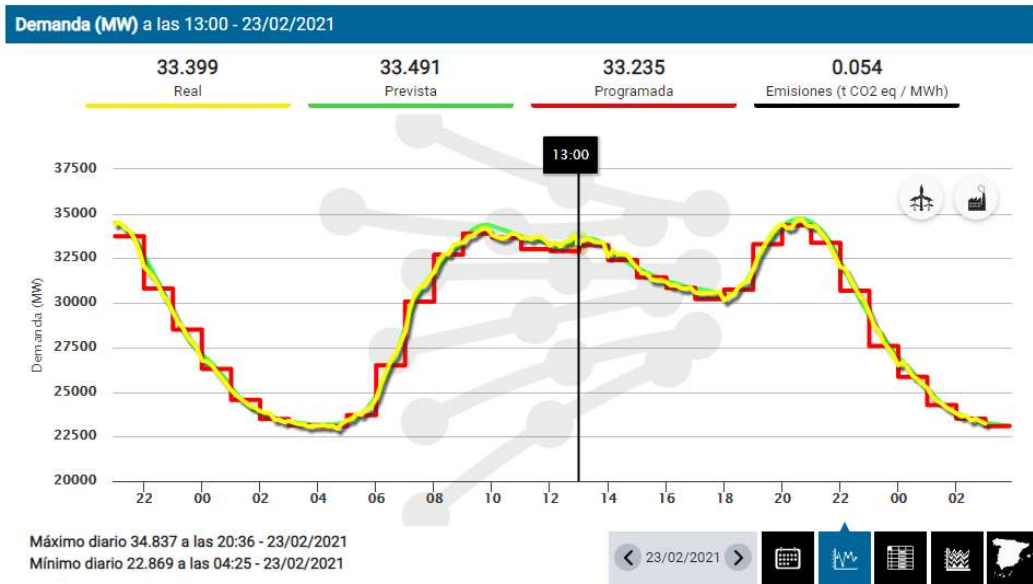
Existen distintas tecnologías fotovoltaicas, de todas formas, las más utilizadas y comercializadas se basan en el silicio.

Según el Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE), las instalaciones fotovoltaicas pueden ser de dos tipos:

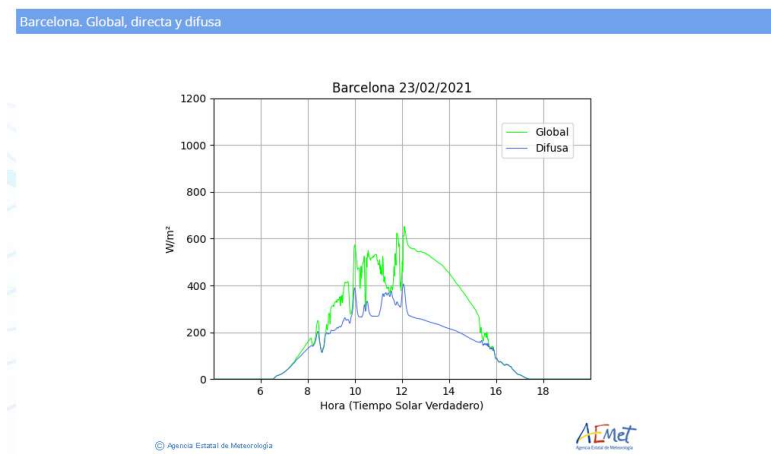
- Instalaciones aisladas, orientadas principalmente a electrificación rural, señalización, comunicaciones y bombeo en zonas donde no existe conexión a la red eléctrica.
- Instalaciones conectadas a la red, orientadas a la venta de energía eléctrica y al autoconsumo.

### **2.5.4. Aplicaciones conectadas a la red.**

En este caso al tratarse de una instalación conectada a la red productora de energía puede utilizar la energía para su propio abastecimiento, vender la energía que genera o realizar ambas acciones utilizando así la red eléctrica como sistema acumulador de energía. Siguiendo las figuras que encontramos a continuación puede observarse como alrededor de las horas de más radiación solar la curva de demanda eléctrica alcanza uno de sus máximos, esto quiere decir que los generadores fotovoltaicos tienen la ventaja de generar energía cuando la curva de demanda de energías es fuerte, pudiendo cubrir estos picos de consumo y ayudar al mejor aprovechamiento de la red.



**Figura 8.** Curva de demanda de potencia en la península de un día aleatorio.



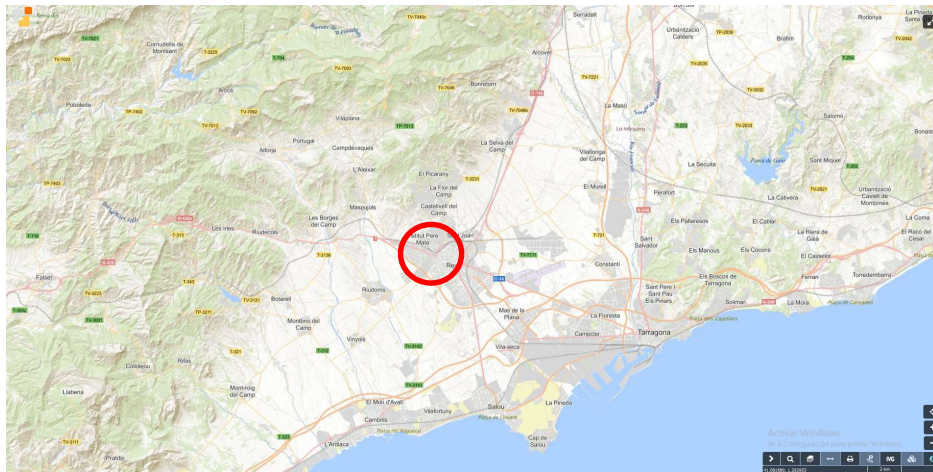
**Figura 9.** Radiación solar día normal.

La evolución técnica de los módulos fotovoltaicos, su disminución de precio, la ausencia de efectos ambientales adversos y la mejora estética han hecho que los edificios fotovoltaicos estén cada vez más a la orden del día, esto hace que se instalen progresivamente este tipo de generadores en cubiertas y fachadas. Con ello cada vez más, se busca que los módulos fotovoltaicos puedan integrarse como elementos ornamentales en la arquitectura de los edificios.

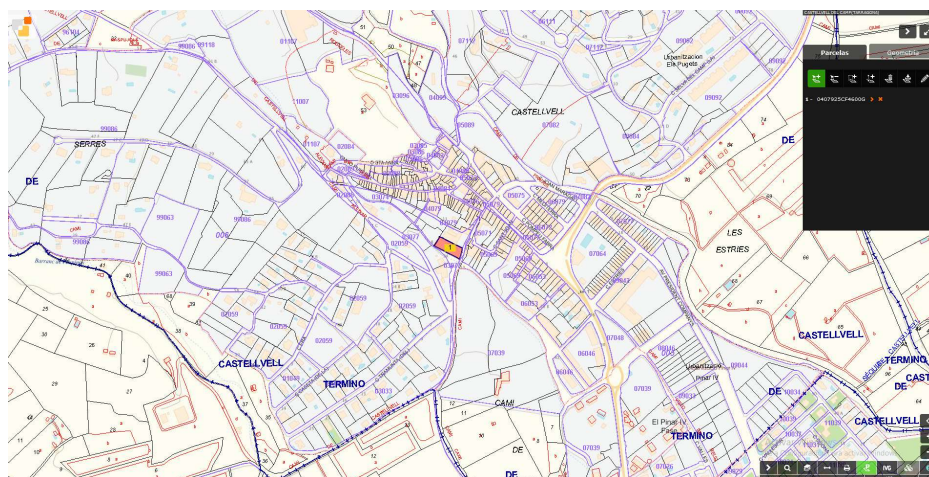
### 2.5.5. Situación.

El lugar donde se tiene prevista la instalación es un taller de chapa y pintura, el cual dispone de una cubierta considerable, anteriormente su uso era destinado a una granja y fue acondicionado para montar este negocio, por lo que la instalación es relativamente nueva.

El local está situado en Castelvell, una población de 2800 habitantes en las pedanías de Reus, en la comarca del Baix Camp y provincia de Tarragona. Se encuentra a 15Km de la ciudad de Tarragona que se caracteriza por ser una zona muy industrializada con un gran crecimiento de demanda energética y uno de los parques químicos más importantes a nivel nacional.



**Figura 10.** Situación de la nave, Mapa geológico del Instituto Cartográfico y geológico de Cataluña.



**Figura 11.** Situación de la nave, Ortofoto del Instituto Cartográfico y geológico de Cataluña.

### 2.5.6. Emplazamiento.

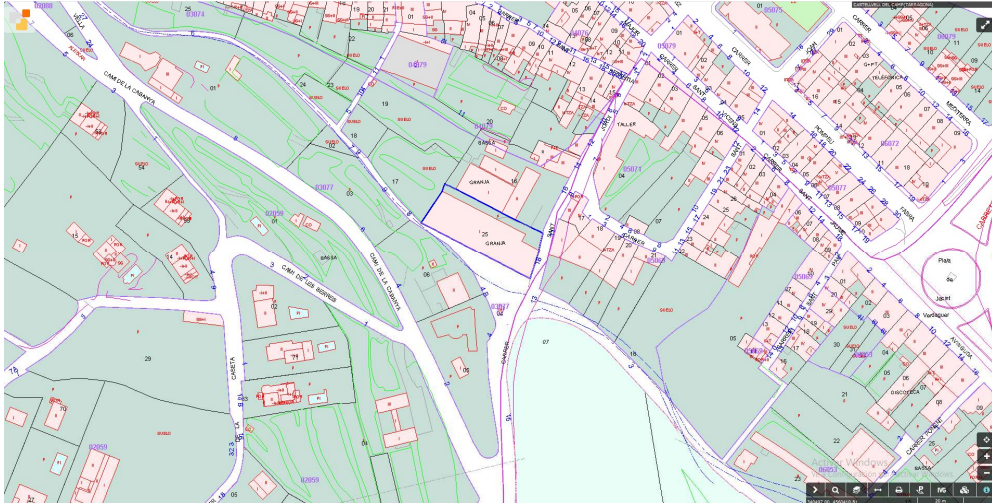
Se encuentra a una cierta distancia del núcleo urbano, con acceso desde la carretera Castellvell-Reus, con carriles suficientes para el transporte de materiales. Con orientación sud oeste, no tiene edificios más altos en las inmediaciones ya que linda con granjas y edificios de baja altura, en dirección Oeste se encuentra una zona montañosa con bosque pudiendo recibir alguna sombra lejana al atardecer reduciendo la radiación durante las últimas horas del día, aunque estas horas son las de menor radiación directa y no cabe esperar una disminución de producción energética por este motivo.

Las coordenadas UTM del emplazamiento son:

31 T 340364 4560459



**Figura 12.** Mapa satélite de emplazamiento del Instituto Cartográfico y geológico de Cataluña



**Figura 13.** Mapa de emplazamiento, ortofoto del Instituto Cartográfico y geológico de Cataluña

### 2.5.7. Previsión de carga y de consumo.

Para realizar el diseño de cualquier instalación eléctrica es primordial el conocimiento de las cargas de las que esta compuesta. Estas cargas determinarán la potencia y energía necesaria durante su funcionamiento, así como el dimensionado y las protecciones de esta.

El demandante del proyecto nos ha indicado que tiene una potencia contratada de 12,5 kW, documentando este hecho mediante las facturas de los últimos meses.

Siendo así, explica que ha tenido problemas al conectar equipos simultáneamente desconectándose el contador. Esto sugiere que, en momentos puntuales de consumo elevado, está demandando más potencia de la que tiene contratada y el contador de la compañía se pone en alarma.

Por este motivo, se ha querido realizar un estudio más detallado de las cargas del taller. Con el objetivo de comprobar la eficiencia de las instalaciones para posteriormente analizar las posibles soluciones.

Para esto, se han estudiado los factores de utilización de cada equipo ( $K_u$ ) y el factor de simultaneidad ( $K_s$ ) de las cargas.

Estos dos factores en entornos domésticos tienen unos valores establecidos, resultado de la experiencia, pero en entornos industriales la determinación de estos factores es dependiente de cada situación en concreto.

Por lo tanto, es de gran importancia conocer las cargas y los trabajos asociados de una forma concisa.

Dado que se ha podido visitar el emplazamiento durante el proceso de diseño se ha tenido la oportunidad de conocer las rutinas de trabajo de los tres trabajadores que hay en el taller y de la maquinaria que allí se utiliza.

En la siguiente tabla se muestra las potencias nominales ( $P_n$ ) de las cargas y receptores existentes. Aplicándole los factores de corrección citados, se ha obtenido el valor total de carga que se prevé en el taller.

Zona	Aparato	Cantidad	Potencia unidad (W)	Ku	Ks	Total (W)
Oficina	Pantalla fluorescente 60cm doble	2	36	1	1	72
	Ordenador	1	300	0,8	1	240
	Impresora	1	150	1	0,4	60
	Modem	1	20	0,8	1	16
	Teléfono móvil	1	5	1	0,4	2
Baños	Plafón 2 bombillas E 27	4	28	1	0,3	33,6
	Secador de mano	1	1000	1	0,3	300
	Caldera gas	1	100	1	1	100
Lavadero	Pantalla fluorescente 120cm doble	2	72	1	0,6	86,4
	Puerta automática	1	350	1	0,4	140
	Pistola agua presión	1	3000	1	0,4	1200
Taller	Pantalla fluorescente 120cm doble	16	72	1	1	1152
	Pulidora	1	1200	0,8	0,6	576
	Soldador	1	4000	0,6	0,4	960
	Pequeñas maquinas herramienta	1	1000	0,8	0,6	480
Almacén pintura	Pantalla fluorescente 120cm doble	2	72	1	0,4	57,6
	Compresor	1	3000	0,8	0,7	1680
	Mezclador	1	1500	0,8	0,4	480
	Maquina de limpiar pistolas	1	1500	0,8	0,4	480
Cabina pinturaHorno	Pantalla fluorescente 120cm cuatruple	8	144	1	0,5	576
	Extractor	2	120	1	0,7	168
	Caldeo	2	3000	0,8	0,7	3360
Exterior	Luminaria Vapor de mercurio	2	400	0,2	0,5	80
Total						12299,6

**Tabla 1.** Previsión de cargas.

Según los datos obtenidos y como se puede ver en la tabla 1 se estima una potencia de 12,3 kW. Se encuentra muy cerca del umbral máximo de la potencia que tiene contratada actualmente el cliente, esto hace prever que sea necesario aumentar la potencia de suministro o disminuir la potencia necesaria a través de una mejora o modernización de los equipos.

Para la realización del estudio también ha sido necesario evaluar el consumo energético de los diferentes equipos en base a un mes, ver tabla 2. Para realizar este estudio también se han tenido en cuenta las rutinas de trabajo, y de utilización de los equipos del personal.

Zona	Aparato	Cantidad	Potencia unidad (W)	Td (H)	Tm (Dia)	Total (Wh/mes)
Oficina	Pantalla fluorescente 60cm doble	2	36	8	22	12672
	Ordenador	1	300	8	22	52800
	Impresora	1	150	1	22	3300
	Modem	1	20	8	22	3520
	Teléfono móvil	1	5	3	22	330
Baños	Plafón 2 bombillas E 27	4	28	1	22	2464
	Secador de mano	1	1000	0,5	22	11000
	Caldera gas	1	100	24	22	52800
Lavadero	Pantalla fluorescente 120cm doble	2	72	2	8	2304
	Puerta automática	1	350	0,25	8	700
	Pistola de? agua presión	1	3000	1	8	24000
Taller	Pantalla fluorescente 120cm doble	16	72	11	22	278784
	Pulidora	1	1200	4	8	38400
	Soldador	1	4000	4	4	64000
	Pequeñas máquinas herramienta	1	1000	4	8	32000
Almacén pintura	Pantalla fluorescente 120cm doble	2	72	1	10	1440
	Compresor	1	3000	1	22	66000
	Mezclador	1	1500	0,5	10	7500
	Máquina de limpiar pistolas	1	1500	0,5	10	7500
Cabina pintura y Horno	Pantalla fluorescente 120cm cuádruple	8	144	4	10	46080
	Extractor	2	120	8	10	19200
	Caldeo	2	3000	8	10	480000
Exterior	Luminaria Vapor de mercurio	2	400	2	22	35200
Total						1241994

**Tabla 2.** Previsión de consumos.

- **Td (H).** Tiempo de uso por día.
- **Tm (Dia).** Días uso al mes.

Según la tabla 2, se observa que su consumo es de unos 1250 kWh / mes. Comparándolo con las facturas proporcionadas por el cliente, se observa que la estimación ha sido correcta.

## **2.6. Normativa y referencias**

Este proyecto de viabilidad ha sido redactado de acuerdo con las normas y reglamentos vigentes para este tipo de instalaciones de BT, en particular las siguientes:

- Directivas comunitarias asumidas por el estado.
- Normativa española para una instalación generadora de autoconsumo con aprovechamiento de excedentes. Descrita posteriormente.
- Real Decreto 842/2002. REBT Reglamento electrotécnico para baja tensión.
- Las normas europeas UNE-EN. Publicadas en el BOE.
- Normas de los entes con capacidad normativa: Autonómicos, municipales, ministeriales, etc.
- Normas empresa distribuidora.
- RD 314/2006, Código Técnico de la Edificación (CTE).

### **2.6.1. Las directivas comunitarias asumidas por el estado:**

- La directiva de DBT. 73/23/CEE.
- La directiva de responsabilidad civil. 85/374/CEE.
- La directiva de DCEM. 89/336/CEE.
- La directiva de la seguridad en las máquinas DM. 89/392/CEE.
- La directiva social. 89/655/CEE.

### **2.6.2. Normativa española para una instalación generadora de autoconsumo con aprovechamiento de excedentes.**

- Circular 1/2021, de 20 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología, condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica.
- Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica.
- Real Decreto 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.
- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica (BOE 06/04/2019).
- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores (BOE 06/10/2018).

- Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.
- Real Decreto 186/2016, de 6 de mayo, por el que se regula la compatibilidad de los equipos eléctricos y electrónicos.
- 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 y de producción con autoconsumo.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Tiene por objeto establecer la regulación del sector eléctrico con la finalidad de garantizar el suministro de energía eléctrica, y de adecuarlo a las necesidades de los consumidores en términos de seguridad, calidad, eficiencia, objetividad, transparencia y al mínimo coste.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- RD 1580/2006. Se regula la compatibilidad electromagnética de los equipos eléctricos y electrónicos.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-BT 01 a 52.
- Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico (BOE 21-06-01).
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 1663/2000 sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a baja tensión. De aplicación a las instalaciones fotovoltaicas de potencia nominal no superior a 100 kW y cuya conexión a la red de distribución se efectúe en baja tensión. (No superior a 1 kV CA ni 1.5 kV en CC).
- Orden Ministerial, 5 de septiembre de 1985, por la que se establecen normas administrativas y técnicas para funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5000 kVA y centrales de autogeneración eléctrica.
- RD 154/1995. Se modifica el RD 7/1988 sobre seguridad del material eléctrico.
- RD 7/1988. Exigencias de seguridad del material eléctrico destinado a ser utilizado en determinados límites de tensión.

### **2.6.3. Real Decreto 842/2002. REBT Reglamento electrotécnico para baja tensión.**

Serán de aplicación las itc-bt del reglamento electrotécnico de baja tensión, más concretamente:

- De forma general, de la 1 a la 24.
- Específicamente, la ITC-BT-40 Instalaciones generadoras de baja tensión.

#### **2.6.4. Normas empresa distribuidora.**

Especificaciones particulares Endesa distribución eléctrica S.L.U.

- NRZ105\_EP Instalaciones Privadas Generadores BT.
- NRZ103 Especificaciones Particulares para Instalaciones de enlace conectadas a la red de distribución. Consumidores en BT.

#### **2.6.5. RD 314/2006, Código Técnico de la Edificación (CTE).**

El código técnico de edificación marca las exigencias técnicas que deben cumplir los edificios.

A fin de promover la sostenibilidad energética y medioambiental se crea un documento, el HE5, de contribución mínima de energía.

En este documento se establece que: “se instalará una potencia fotovoltaica mínima en edificios nuevos o reformados, tipo centros comerciales, hospitales, etc.”

Aunque no es de obligada aplicación para nuestro supuesto ya que no es una edificación nueva, estas directrices han sido tenidas en cuenta para la realización del proyecto. También ha sido de provecho la clasificación de las zonas climáticas en España, según la radiación solar para determinar la idoneidad del emplazamiento de una central fotovoltaica.

- Sección HE4
- Sección HE5

#### **2.6.6. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. IDAE.**

El IDAE, publica numerosas recomendaciones y textos enfocados a facilitar la transición ecológica de la ciudadanía. En concreto han sido consultadas las siguientes:

- PCT-C-REV - julio 2011, Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red en Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica
- Guía profesional de tramitación del autoconsumo.

### 2.6.7. Marco legal i aplicación de la normativa.

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en su artículo 9, define el autoconsumo y distingue varias modalidades. En relación con el autoconsumo, tiene como objeto garantizar un desarrollo ordenado de la actividad, siendo compatible con la necesidad de garantizar la sostenibilidad técnica y económica del sistema eléctrico.

Este artículo se ha visto modificado por el Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

Este RD además deroga el RD 900/2015, (conocido por incluir el “impuesto al Sol”) y tiene su desarrollo normativo, en el RD 244/2019. Finalmente, estas normas aprueban las dos modalidades de autoconsumo con o sin excedentes.

El autoconsumo es definido en esta normativa como el consumo por parte de uno o varios consumidores de energía eléctrica proveniente de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos.

Para este caso, se ha escogido la modalidad de autoconsumo con excedentes, también se divide a su vez en dos tipos: sin y con derecho a compensación. Estas últimas deberán cumplir con la condición de proximidad y, además, no superar los 100 kW de potencia nominal.

El artículo 3.g) del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, clasifica como instalación de producción próxima a las de consumo y asociada a las mismas en los siguientes términos:

*“g) Instalación de producción próxima a las de consumo y asociada a las mismas: instalación de producción o generación destinada a generar energía eléctrica para suministrar a uno o más consumidores acogidos a cualquiera de las modalidades de autoconsumo en las que se cumpla alguna de las siguientes condiciones:*

- *Estén conectadas a la red interior de los consumidores asociados o estén unidas a éstos a través de líneas directas.*
- *Estén conectadas a cualquiera de las redes de baja tensión derivada del mismo centro de transformación.*
- *Se encuentren conectados, tanto la generación como los consumos, en baja tensión y a una distancia entre ellos inferior a 500 metros. A tal efecto se tomará la distancia entre los equipos de medida en su proyección ortogonal en planta.*
- *Estén ubicados, tanto generación como los consumos, en una misma referencia catastral según sus primeros 14 dígitos o, en su caso, según lo dispuesto en la disposición adicional vigésima del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.*

*Aquellas instalaciones próximas y asociadas que cumplan la condición i de esta definición se denominarán instalaciones próximas de red interior. Aquellas instalaciones próximas y asociadas que cumplan las condiciones ii, iii o iv de esta definición se denominarán instalaciones próximas a través de la red.”*

Teniendo en cuenta el RD 244/2019, las instalaciones de menos de 15 kW de potencia nominal con excedente y compensación se tramita por un procedimiento abreviado.

Sin menoscabo de las normas ya citadas, las instalaciones de baja tensión de autoconsumo deberán cumplir el REBT, las directivas europeas de seguridad, compatibilidad electromagnética y los estándares de la empresa distribuidora, en este caso NTP's de Edistribución (antes Endesa) y las normas UNE.

La norma de aplicación en las centrales fotovoltaicas, es decir, en los SFCR — comúnmente denominados “huertos solares” que no son de proximidad, ni es el caso de estudio es el RD 413/2014.

La mayor parte de centrales fotovoltaicas recientes tienen una potencia de más de 100 kW, por lo que además de lo recogido en el RD 413/2014 son de aplicación las condiciones técnicas que impone el RD 1955/2000. Para instalaciones de menor potencia como es el caso que nos ocupa, en lo referido a las condiciones de conexión, el RD 1699/2011, aunque actualmente es posible enmarcar estos proyectos de poca potencia como sistemas de autoconsumo a partir del RD 244/2019.

#### **2.6.7.1. Subministro con autoconsumo sin excedentes**

Definidas en el artículo 9.1. apartado (a) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. Las instalaciones con autoconsumo sin excedentes impedirán la inyección a la red de transporte o distribución energía excedente. En este caso solo existirá un tipo de sujeto previsto en el artículo 6, que será el consumidor.

#### **2.6.7.2. Suministro con autoconsumo con excedentes**

Definidas en el artículo 9.1. apartado (b) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. Las instalaciones de generación que podrán, además de suministrar energía para autoconsumo, inyectar energía en las redes de transporte y distribución. En este caso, existirán dos tipos de sujetos previstos en el artículo 6, el consumidor y el productor, que podrá ser o no el mismo.

Finalmente, cabe acentuar que el autoconsumo puede ser individual o colectivo en función de si se trata de uno o varios consumidores asociados a las mismas instalaciones de producción próximas y asociadas a las de consumo.

#### **2.6.7.3. Registro de las instalaciones**

Definir tipo de instalación y consumidor. Para el registro de las instalaciones generadores de autoconsumo se tendrá en cuenta los distintos tipos definidos por el RD 900/2015.

En el caso que nos ocupa se tratará de una instalación de autoconsumo tipo 2B y sus características serán las siguientes:

- Instalaciones de generación con  $(PG) \leq 100 \text{ kW} \leq (PC)$ .
- Dos sujetos: consumidor y productor.
- Las instalaciones de consumo y generación serán del mismo titular.

A través del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica es telemático, declarativo y de acceso gratuito. Según el ministerio:

*“En el Registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica, se recogerá la información que las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla deberán remitir al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Esta información deberá ser trasladada aun cuando no dispusieran de registro administrativo autonómico.”*

A colación, las Comunidades Autónomas podrán crear y gestionar los correspondientes registros territoriales en los que deberán estar inscritas todos los consumidores acogidos a la modalidad de autoconsumo de energía eléctrica.

Para el registro de una instalación generadora de autoconsumo acogida a la venta de excedentes de 10kW a 100kW, los titulares deben solicitar una autorización administrativa a la Generalidad de Cataluña y el registro de instalaciones de producción de energía eléctrica (RIPRE).

A tal efecto se seguirán los siguientes pasos:

- Presentación de la declaración responsable para instalaciones eléctricas de baja tensión.
- Las instalaciones de generación de potencia igual o inferior a 15 kW, ubicadas en suelo urbanizado con las dotaciones y servicios requeridos por la legislación urbanística, establecida en el artículo 21.3 del Real decreto legislativo 7/2015, de 30 de octubre, quedaran exentas de solicitar los permisos de acceso y conexión. Por tanto, en este caso no será necesario presentar el contrato técnico de acceso.
- Se debe tener en cuenta que la potencia de la instalación de generación tendrá que ser inferior a la potencia máxima admisible de la acometida a la que se conecta esta instalación de autoconsumo.
- Pedir el Código de Autoconsumo (CAU) el distribuidor eléctrico es el encargado de proporcionar este código. En el caso de Edistribución (antes Endesa) el código CAU se solicitará a la siguiente dirección de correo electrónico. [ATR-generadores.edistribucion@enel.com](mailto:ATR-generadores.edistribucion@enel.com)

### **2.6.8. Soporte informático.**

Para la realización del proyecto se ha utilizado el siguiente soporte informático:

- Paquete Microsoft office.
- AutoCAD.
- PVsyst.
- DMelect.
- PVGIS.

### 2.6.9. Plan de gestión de calidad aplicado durante la redacción del proyecto.

Las normas de estilo de este proyecto siguen la plantilla acordada y aportada por el departamento DEEA de la URV.

La redacción seguirá los estándares establecidos por la norma UNE 157001-2014.

Su realización será supervisada por un profesor del departamento que tiene asignada docencia y aceptada por un tribunal universitario experto en la materia que se aborda en el mismo.

### 2.6.10. Bibliografía

Apuntes asignatura energías renovables. Dr. Hugo Valderrama-Blavi, Dr. José A. Barrado-Rodrigo, Dr. Carlos Olalla y Dr. Roberto Giral. Edición digital, 2021.

Apuntes asignatura proyectos de ingeniería eléctrica. Jordi Bordes Arroyo, Edición digital, 2021.

Apuntes asignatura Control de máquinas eléctricas. Dr. José A. Barrado-Rodrigo. Edición digital, 2021.

Apuntes asignatura Máquinas eléctricas. Dr Lluís Guash Pesquer. Edición digital. 2019.

Apuntes asignatura Electrónica de potencia. Dr. Hugo Valderrama-Blavi. Edición digital, 2021.

Boletín oficial del estado (BOE).

### 2.6.11. Webs interés

<https://energia.gob.es/> (consulta) febrero- marzo 2021

<https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis> (consulta) febrero-marzo 2021

[https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/es/#PVP](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/#PVP) (consulta) febrero 2021

<https://www.idae.es/> (consulta) marzo-junio 2021

<https://www.codigotecnico.org/> (consulta) marzo 2021

<https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis> (consulta) marzo 2021

<http://www.aemet.es/> (consulta) marzo 2021

[https://energia.gob.es/desarrollo/EficienciaEnergetica/CertificacionEnergetica/DocumentosReconocidos/Documents/2016-08-04\\_NOTA%20INFORMATIVA.pdf](https://energia.gob.es/desarrollo/EficienciaEnergetica/CertificacionEnergetica/DocumentosReconocidos/Documents/2016-08-04_NOTA%20INFORMATIVA.pdf) (consulta) marzo 2021

<https://energia.gob.es/electricidad/autoconsumo-electrico/Paginas/autoconsumo.aspx> (consulta) marzo 2021

<https://www.mitma.gob.es/> (consulta) marzo 2021

<https://www.miteco.gob.es/es/> (consulta) marzo 2021

<https://canalempresa.gencat.cat/es/integraciodepartamentaltramit/tramit/PerTemes/Instalacio-generadora-dautoconsum-acollida-a-la-venda-excedents-de-10KW-a-100kW>

(consulta) marzo 2021

<https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/uso-electrico/solar-fotovoltaica>

(consulta) marzo 2021

<https://www.omie.es/es> (Consulta) junio 2021

## 2.7. Definición i abreviaturas

Las siguientes definiciones han sido consultadas en el PCT-C-REV - julio 2011 Distribuido por el IDAE, en el REBT y en la guía de Schneider:

**Acometida.** Parte de la instalación de la red de distribución, que alimenta la caja o cajas generales de protección o unidad funcional equivalente.

**Boletín oficial del estado (BOE).** El Boletín Oficial del Estado es el diario oficial nacional español dedicado a la publicación de leyes, disposiciones y actos de inserción obligatoria. Su edición, impresión, publicación y difusión está encomendada, en régimen de descentralización funcional, a la Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado.

**Cable.** Conjunto constituido por uno o varios conductores aislados, su eventual revestimiento individual, la eventual protección del conjunto, el o los eventuales revestimientos de protección que se dispongan. Pueden tener, además, uno o varios conductores no aislados.

**Cable multiconductor.** Cable que incluye más de un conductor, algunos de los cuales puede no estar aislado.

**Cable unipolar.** Cable que tiene un solo conductor aislado.

**Canalización eléctrica.** Conjunto constituido por uno o varios conductores eléctricos y los elementos que aseguran su fijación y, en su caso, su protección mecánica.

**Caja general de protección (CGP).** Aloja los elementos de protección de la línea general de alimentación.

**Caja general de protección y Maniobra (CGPyM).** Aloja los elementos de protección y medida de la línea general de alimentación.

**Célula solar o fotovoltaica.** Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.

**Circuito.** Un circuito es un conjunto de materiales eléctricos (conductores, aparatos, etc.) de diferentes fases o polaridades, alimentadas por la misma fuente de energía y protegidos contra las sobrecargas por él o los mismos dispositivos de protección. No quedan incluidos en esta definición los circuitos que formen parte de los aparatos de utilización o receptores.

**Condiciones Estándar de Medida (CEM).** Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas del modo siguiente:

- Irradiancia solar: 1000 W/m<sup>2</sup> – Distribución espectral: AM 1,5 G
  - Temperatura de célula: 25 °C
- 3.3.5 Potencia pico Potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.

**Conductor aislado.** Conjunto que incluye el conductor, su aislamiento y sus eventuales pantallas.

**Conductor de un cable.** Parte de un cable que tiene la función específica de conducir corriente.

**Conductor de protección (CP o PE).** Conductor requerido en ciertas medidas de protección contra choques eléctricos y que conecta alguna de las siguientes partes:

- Masas
- Elementos conductores
- Borne principal de tierra
- Toma de tierra
- Punto de la fuente de alimentación unida a tierra o a un neutro artificial.

**Conductor flexible.** Conductor constituido por alambres suficientemente finos y reunidos de forma que puedan utilizarse como un cable flexible.

**Conductor neutro.** Conductor conectado al punto de una red y capaz de contribuir al transporte de energía eléctrica.

**Conductores activos.** Se consideran como conductores activos en toda instalación los destinados normalmente a la transmisión de la energía eléctrica. Esta consideración se aplica a los conductores de fase y al conductor neutro en corriente alterna y a los conductores polares en corriente continua.

**Contacto directo.** Contacto de personas o animales con partes activas de los materiales y equipos.

**Contacto indirecto.** Contacto de personas o animales domésticos con partes que se han puesto bajo tensión como resultado de un fallo de aislamiento.

**Corriente admisible permanente.** Valor máximo de la corriente que circula permanentemente por un conductor, en condiciones específicas, sin que su temperatura de régimen permanente supere un valor especificado.

**Corriente alterna (CA).** Corriente eléctrica variables en la que las cargas eléctricas cambian el sentido del movimiento de forma periódica.

**Corriente continua (CC).** Corriente eléctrica en la que el flujo de las cargas eléctricas no varía.

**Corriente convencional de funcionamiento de un dispositivo de protección.** Valor especificado que provoca el funcionamiento del dispositivo de protección antes de transcurrir un intervalo de tiempo determinado de una duración especificada llamado tiempo convencional.

**Derivación individual (DI).** Es la parte de la instalación que, partiendo de la línea general de alimentación, suministra energía a la instalación de un usuario.

**Endesa Distribución Eléctrica (EDE).** Antes conocida como Fecsa-Endesa, es la compañía del Grupo Endesa que se encarga del transporte de energía eléctrica a más de 12,5 millones de clientes.

**Factor de simultaneidad (Ks).** Valor por Unidad. Relación entre la totalidad de la potencia instalada o prevista para un conjunto de instalaciones o de máquinas, durante un período de tiempo determinado, y las sumas de las potencias máximas absorbidas individualmente por las instalaciones o por las máquinas. Se aplica en el cálculo de potencias de una instalación, siempre que en ella puedan conectarse aleatoriamente varios receptores. El valor del coeficiente para cada caso es una estimación fruto de la experiencia, pero, para algunos casos, como las instalaciones domésticas la legislación fija esos coeficientes.

**Factor de utilización (Ku).** Cociente de dividir la energía que ha producido o consumido una instalación en un período de tiempo, entre la que habría producido o consumido si hubiera funcionado a la potencia nominal o plena carga.

**Fotovoltaico (FV).** Pertenece o relativo a la conversión directa de energía luminosa en energía eléctrica.

**Fuente de energía.** Aparato generador o sistema suministrador de energía eléctrica.

**Generador fotovoltaico.** Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

**Instalación de puesta a tierra.** Conjunto de conexiones y dispositivos necesarios para poner a tierra, individual o colectivamente, un aparato o una instalación.

**Instalación eléctrica.** Conjunto de aparatos y de circuitos asociados, en previsión de un fin particular: producción, conversión, transformación, transmisión, distribución o utilización de la energía eléctrica.

**Instalaciones fotovoltaicas.** Aquellas que disponen de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica sin ningún paso intermedio.

**Instalaciones fotovoltaicas interconectadas.** Aquellas que disponen de conexión física con las redes de transporte o distribución de energía eléctrica del sistema, ya sea directamente o a través de la red de un consumidor.

**Intensidad de cortocircuito (Isc).** Intensidad máxima se mide cortocircuitando los bornes del módulo fotovoltaico y en condiciones STC.

**Intensidad en punto de máxima potencia (Imp).** Intensidad del módulo en cualquier punto de operación dentro del rango de máxima potencia.

**Interruptor automático de la interconexión.** Dispositivo de corte automático sobre el cual actúan las protecciones de interconexión.

**Interruptor general.** Dispositivo de seguridad y maniobra que permite separar la instalación fotovoltaica de la red de la empresa distribuidora.

**Interruptor General de Maniobra (IGM).** Colocado al final de la línea general de alimentación. No es un elemento de protección, sino un elemento de seguridad para dejar fuera de servicio la centralización, en caso de necesidad. Es obligatorio para concentraciones de más de 2 usuarios y en instalaciones generadoras conectadas a la red.

**Interruptor automático.** Interruptor capaz de establecer, mantener e interrumpir las intensidades de corriente de servicio, o de establecer e interrumpir automáticamente, en condiciones predeterminadas, intensidades de corriente anormalmente elevadas, tales como las corrientes de cortocircuito.

**Interruptor de control de potencia y magnetotérmico.** Aparato de conexión que integra todos los dispositivos necesarios para asegurar de forma coordinada:

- Mando.
- Protección contra sobrecargas.
- Protección contra cortocircuitos.

**Interruptor diferencial.** Aparato electromecánico o asociación de aparatos destinados a provocar la apertura de los contactos cuando la corriente diferencial alcanza un valor dado.

**Inversor u ondulator.** Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna.

**Irradiancia.** Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en  $W/m^2$ .

**Irradiación.** Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en  $kWh/m^2$ , o bien en  $MJ/m^2$ .

**Línea general de distribución.** Canalización eléctrica que enlaza otra canalización, un cuadro de mando y protección o un dispositivo de protección general con el origen de las canalizaciones que alimentan distintos receptores, locales o emplazamientos.

**Línea y punto de conexión y medida.** La línea de conexión es la línea eléctrica mediante la cual se conectan las instalaciones fotovoltaicas con un punto de red de la empresa distribuidora o con la acometida del usuario, denominado punto de conexión y medida.

**Luminaria.** Aparato de alumbrado que reparte, filtra o transforma la luz de una o varias lámparas y que comprende todos los dispositivos necesarios para fijar y proteger las lámparas (excluyendo las propias lámparas) y cuando sea necesario, los circuitos auxiliares junto con los medios de conexión al circuito de alimentación.

**Material eléctrico.** Cualquier material utilizado en la producción, transformación, transporte, distribución o utilización de la energía eléctrica, como máquinas, transformadores, aparatos, instrumentos de medida, dispositivos de protección, material para canalizaciones, receptores, etc.

**Módulo o panel fotovoltaico.** Conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

**Potencia (P).** Cantidad de trabajo por unidad de tiempo, unidad (W)

**Potencia de generación (PG).** Potencia generada por una máquina eléctrica.

**Potencia contratada (PC).** Potencia máxima que un usuario de la red eléctrica tiene estipulado en su contrato con la compañía.

**Potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal.** Suma de la potencia nominal de los inversores (la especificada por el fabricante) que intervienen en las tres fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento.

**Punto neutro.** Es el punto de un sistema polifásico que, en las condiciones de funcionamiento previstas, presenta la misma diferencia de potencial con relación a cada uno de los polos o fases del sistema.

**Potencia nominal (Pnom).** Potencia para la que se ha definido un equipo en condiciones normales de operación.

**Potencia nominal del generador.** Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.

**Radiación solar.** Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

**Registro administrativo de autoconsumo solar fotovoltaico (RAIPRE).**

**Rama fotovoltaica.** Subconjunto de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.

**Red de distribución.** El conjunto de conductores con todos sus accesorios, sus elementos de sujeción, protección, etc., que une una fuente de energía con las instalaciones interiores o receptoras.

**Sobreintensidad.** Toda corriente superior a un valor asignado. En los conductores, el valor asignado es la corriente admisible.

**Tensión nominal.** Valor convencional de la tensión con la que se denomina un sistema o instalación y para los que ha sido previsto su funcionamiento y aislamiento. Para los sistemas trifásicos se considera como tal la tensión compuesta.

**Tierra.** Masa conductora de la tierra en la que el potencial eléctrico en cada punto se toma, convencionalmente, igual a cero.

**Toma de tierra.** Electrodo, o conjunto de electrodos, en contacto con el suelo y que asegura la conexión eléctrica con el mismo.

**Temperatura ambiente.** Temperatura del aire u otro medio donde el material vaya a ser utilizado.

**Tensión de circuito abierto (Voc).** Tensión máxima que alcanza el módulo, se mide con los bornes del panel abiertos y en condiciones STC.

**Tensión en punto de máxima potencia (Vmpp).** Tensión en el módulo en cualquier punto de operación que se encuentre en el rango de máxima potencia.

## **2.8. Requisitos de diseño.**

Según la ITC-BT-40 la instalación será clasificada como instalación generadora interconectada, esto quiere decir que trabajará en paralelo a la Red de Distribución.

Como se ha explicado con anterioridad se ha elegido la modalidad de suministro con autoconsumo con venta de excedentes.

La conexión de la instalación siendo una derivación individual se realizará en la caja general de protección (CGP) de la que parten los consumos.

### **2.8.1. Conexión a la red de EDE.**

Conforme al artículo 12 del RD 1699/2011, si la potencia nominal de la instalación de generación supera los 5 kW, la conexión de la instalación a la red será trifásica con un desequilibrio entre fases inferior a 5 kW. Si fuese el caso, para conexiones trifásicas mediante inversores monofásicos, debería instalarse al menos un inversor en cada una de las fases.

Para la realización de este supuesto ha sido seleccionada la opción de tener un solo inversor trifásico, ya que económicamente es más favorable y tenemos la gestión del sistema centralizada en un mismo equipo. Hoy en día, el inversor es encargado de monitorizar los datos de la instalación completa y de ajustar las variables de Limite de potencia entregada, regulación de carga de las baterías (si fuese el caso), sincronización a la red eléctrica, tensión de salida, forma de onda y frecuencia.

Tal como se observa en la fotografía, la conexión a la red es una Acometida aérea posada sobre fachada. Donde se alimenta un único cuadro de contador que es el que alimenta al cliente.



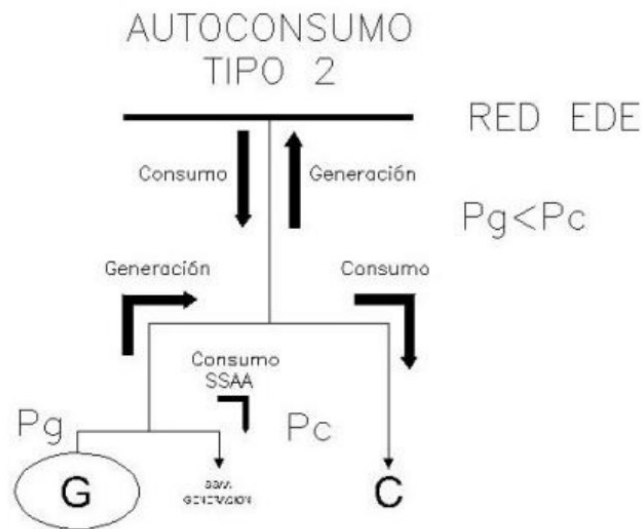
**Figura 14.** Acometida.

El sistema de autoconsumo será del tipo dos: Instalación de generación inscrita en el registro como productor. Por tanto, deberá asegurar que la suma de potencia generada ( $P_G$ ) es menor a la potencia contratada por el consumidor.

Siendo una instalación de potencia inferior a 100 kW donde el titular de la instalación es el mismo que el consumidor. Será obligatorio que disponga:

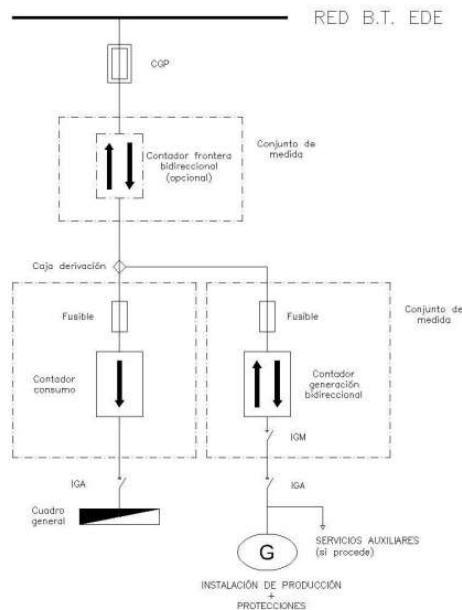
- Un contador bidireccional que registre la energía neta generada en la instalación.
- Un equipo de medida bidireccional ubicado en el punto frontera de la instalación.

Si el consumidor es tipo 5 y el productor tipo 5 (potencia contratada y de generación inferior o igual a 15 kW), todos los equipos instalados serán tipo 5 y se integrarán en los sistemas de tele gestión y telemedida de Endesa Distribución.



**Figura 14.** Esquema simplificado de una instalación autoconsumo tipo 2 proporcionado por la guía NRZ105 de EDE.

• CONEXIÓN EN LA DERIVACIÓN INDIVIDUAL DE UN CONSUMIDOR INDIVIDUAL



Notas:

- (1) Cuando la acometida alimente únicamente a uno o dos conjuntos de medida adyacentes se podrá simplificar la instalación colocando una Caja de Protección y Medida adecuada (CPM) eliminando la Caja General de Protección (CGP).

**Figura 15.** Esquema simplificado de una instalación autoconsumo tipo 2 para una DI de un único consumidor, proporcionado por la guía NRZ105 de EDE.

La instalación de enlace de la nave industrial sigue lo dispuesto en la ITC-BT-12. Los dispositivos generales de Mando y protección serán además de los dispuestos en la ITC-BT-13 los que indica la ITC-BT-40.

### **2.8.2. Instalación de generación. Derivación individual.**

En paralelo a la derivación individual existente y al contador de consumo se conectará la instalación de generación de 15000 W, con su propia derivación al contador de generación bidireccional y las protecciones como indica el esquema de la figura 15. Los dos contadores junto a los fusibles se encontrarán en el mismo cuadro, para ello será necesario adecuar el cuadro de contadores a la nueva situación.

La longitud de la nueva derivación de generación será de 10 m. En el anexo 3.1.1 figuran los cálculos de dichas protecciones y el cálculo de la sección del cableado.

- Fusible: 25 A en cada fase.
- IGM: 25 A tetrapolar 3p+N.
- IGA: 25 A tetrapolar 3p+N.
- Diferencial 40 A 300 mA 3p+N

Los conductores serán de cobre, de sección 6mm<sup>2</sup>, aislamiento XLPE y unipolares, siendo su tensión asignada 450/750 V.

Los cables serán no propagadores del incendio y con emisión de humos y opacidad reducida.

Se seguirá el código de colores indicado, respetando el existente para toda la instalación, también estará conforme a lo dispuesto en la ITC-BT-19.

- Neutro: Azul claro.
- Protección: Verde-Amarillo.
- L1: Marrón.
- L2: Negro.
- L3: Gris.

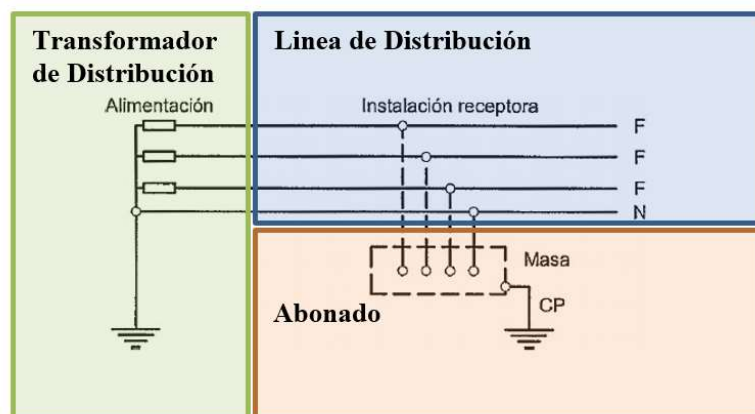
A continuación, se muestra la tabla resumen donde se indican los materiales a utilizar en la instalación de la DI.

Equipo	Descripcion	Fabricante Distribuidor	Cantidad	Unidad
Fusible	DF2FGN25 Tesys, Cartucho Fusible 10 X 38 Mm, Am 25 A, Sin Percutor.	Schneider	3	u
Contador	Contador trifásico bidireccional ENEL ENDESA CERT 1	Enel	1	u
Cable L1	ES07Z1-K(AS) Marrón 6 mm <sup>2</sup>	Topcable	10	m
Cable L2	ES07Z1-K(AS) Negro 6 mm <sup>2</sup>	Topcable	10	m
Cable L3	ES07Z1-K(AS) Gris 6 mm <sup>2</sup>	Topcable	10	m
Cable N	ES07Z1-K(AS) Azul 6 mm <sup>2</sup>	Topcable	10	m
Cable T	ES07Z1-K(AS) Verde-amarillo 6 mm <sup>2</sup>	Topcable	10	m
IGM	28901 Interpact INS40 4P	Schneider	1	u
IGA	A9F79425 Magnetotérmico, Acti9 iC60N, 4P, 25 A	Schneider	1	u
Diferencial	A9R35440 IID 4P 40A 300mA-S	Schneider	1	u

**Tabla 3.** Resumen equipos a instalar en la DI.

### 2.8.3. Instalación de generación. Puesta a tierra

Para la puesta a tierra se seguirá lo establecido en la ITC-BT-40 y en la ITC-BT-08. Asegurándose de no superar los valores de tensión máximos en los conductores de tierra dispuestos en la norma MIE-RAT-13. La instalación existente tiene su propia pica de tierra, distinta a la pica del CT de la línea de distribución, por lo tanto, seguiremos un esquema de conexión a tierra TT conectando la puesta a tierra de la instalación generadora a la puesta a tierra de la instalación general de la nave (CP).

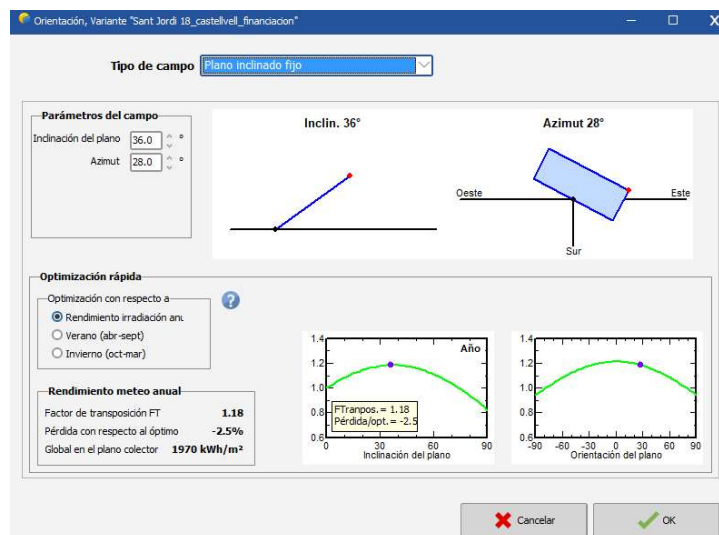


**Figura 16.** Esquema de distribución TT. Extraído del REBT ITC-BT-08

### 2.8.4. Instalación de generación. Definición del sistema de generación y transformación.

Para la realización de los cálculos del sistema ha sido utilizado el programa PVSyst, que permite la simulación de sistemas fotovoltaicos. El programa presenta una base de datos amplia de Paneles e inversores con los datos de los principales fabricantes.

Un parámetro clave para el cálculo del sistema de generación es la orientación de los paneles. Para asegurar una buena producción se ha buscado la inclinación óptima. Además, para facilitar la instalación, se ha optado por que los paneles sigan el mismo Azimut que la orientación de la cubierta de la nave, esto acarrea una pérdida del 2.5% de energía producida que asumiremos para que los soportes de los paneles sean más económicos y facilitar el montaje de estos. También se ha optado por un sistema sin seguimiento y con plano inclinado fijo.



**Figura 17.** Orientación de los paneles imagen del programa PVSyst.

Otro parámetro importante de la instalación es el número de paneles y la potencia pico de estos ( $P_{nom}$ ). Como se ha visto la potencia máxima que se podrá generar es la máxima potencia que tenemos contratada de 12.5 kW, aunque se ha decidido diseñar el sistema para 15 kW tal como se ha calculado la DI, teniendo en cuenta que por lo general el sistema no entregará la potencia pico de forma o solo lo hará en raras ocasiones.

El programa facilita el dimensionado, se deben elegir de entre la base de datos los paneles a instalar y el inversor, también permite introducir nuevos equipos y dimensionarlos según el “Datasheet” del fabricante.

**Subconjunto**

**Nombre y orientación del subconjunto**  
 Nombre: Conjunto FV  
 Orientación: Plano inclinado fijo  
 Inclinación: 36°  
 Azimut: 28°

**Ayuda de pre-dimensionamiento**  
 Sin dimensionamiento  
 Ingrese potencia planeada: 15.0 kWp  
 Redimens. ... o área disponible(módulos) 72 m²

**Selección del módulo FV**  
 Disponible ahora: [dropdown]  
 Filtro: Todos los módulos F  
 Módulos necesarios aprox.: 28  
 Luxor 545 Wp 35V Si-mono LX-545M/182-144+ Desde 2020 Datasheets 2020  
 Usar optimizador  
 Voltajes de dimensionamiento : Vmpp (60°C) 35.7 V  
 Voc (-10°C) 54.6 V

**Selección del inversor**  
 Disponible ahora: [dropdown]  
 Voltaje de salida 400 V Tri 50Hz  
 Huawei Technologies 15 kW 160 - 950 V TL 50/60 Hz SUN2000-15KTL-M2 Desde 2020  
 Núm. de entradas MPPT: 2 Voltaje de funcionamiento: 160-950 V Potencia del inversor utilizada 15.0 kWca  
 Utilizar característica multi-MPPT Voltaje máximo de entrada: 1080 V Inversor con 2 MPPT

**Diseño del conjunto**  
 Núm. de módulos y cadenas  
 Msd. en serie: 14 entre 5 y 19  
 Núm. de cadenas: 2 única posibilidad 2  
 Pérdida sobrecarga 0.0 %  
 Proporción Pinom 1.02  
 Núm. de módulos: 28 Área: 72 m²

**Condiciones de operación**  
 Vmpp (60°C) 499 V  
 Vmpp (20°C) 586 V  
 Voc (-10°C) 764 V  
 Irradia. plano 1000 W/m²  
 Impp (STC) 26.6 A  
 Isc (STC) 27.9 A  
 Isc (en STC) 27.9 A  
 Máx. en datos  STC  
 Potencia de funcionamiento máx. 13.9 kW  
 (en 1000 W/m² y 50°C)  
 Potencia nom. conjunto (STC) 15.3 kWp

Resumen del sistema Esquema Simplificado Cancelar OK

**Figura 17.** Definición del sistema.

En esta pantalla podemos seleccionar diferentes tipos de módulos fotovoltaicos e inversores en el mercado y compararlos entre sí. El programa te permite hacer simulaciones combinando equipos de distintos fabricantes. Para realizar la simulación del sistema han sido escogidos los siguientes:

- 28 módulos FV.
  - Fabricante. Luxor
  - Modelo. LX-545M/182-144+.
  - 545 W.
  
- Inversor.
  - Fabricante. Huawei Technologies.
  - Modelo. SUN2000-15KTL-M2.
  - 15 kW

Los cálculos relacionados con la definición del sistema de generación y transformación eléctrica se encuentran en el anexo 3.1.2.

A continuación, se muestra la tabla resumen donde se indican los equipos a utilizar para el sistema de generación y transformación. En los siguientes apartados serán descritos estos equipos.

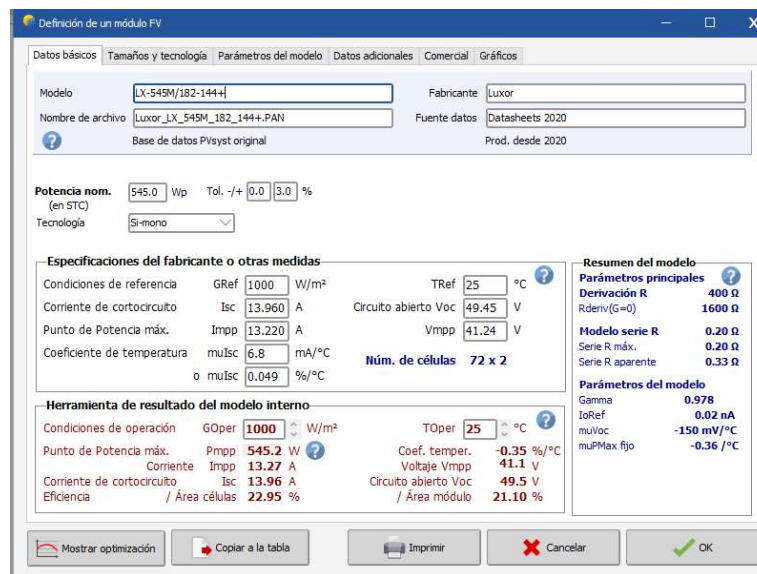
Equipo	Descripción	Fabricante	Cantidad	Unidad
Módulos	Lux Ecoline Halfcell Monocrystalinos	Luxor	28	u
Inversor	Huawei sun2000-15ktl-M2	Huawei	1	u

**Tabla 4.** Tabla resumen con los equipos a instalar para la generación/transformación.

### 2.8.5. Instalación de generación. Los módulos fotovoltaicos.

Los módulos fotovoltaicos se encargarán de capturar la energía irradiante del sol y transformarla en energía eléctrica. Como se observa en la figura 17 el sistema estará compuesto por 28 módulos.

El número de módulos FV puede obtenerse al dividir la potencia nominal del inversor por la potencia pico de cada módulo. Las características de estos se pueden ver en las figuras siguientes.



**Figura 18.** Características de los módulos FV.

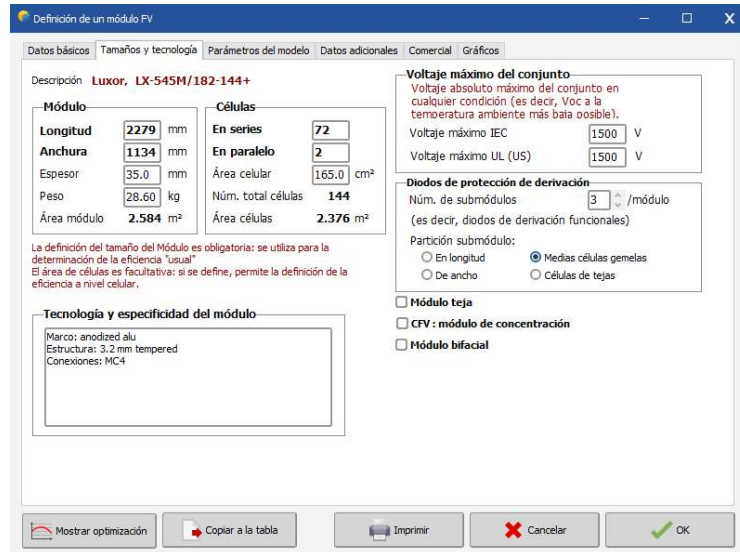


Figura 19. Tamaño y tecnología módulos FV.

La característica I-V y P-V mostradas en la figura 20 y 21 respectivamente muestran la potencia del panel que puede generar en condiciones CEM y donde se encuentra su punto de máxima potencia.

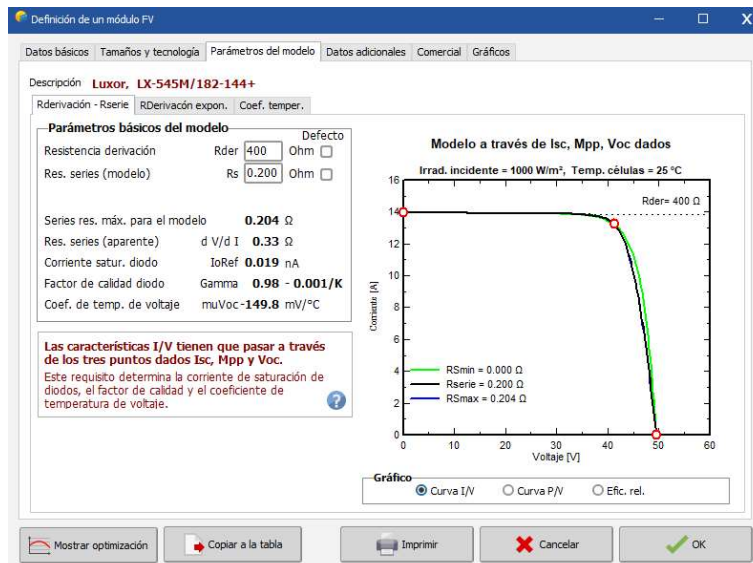


Figura 20. Parámetros del módulo FV, resistencia en serie.

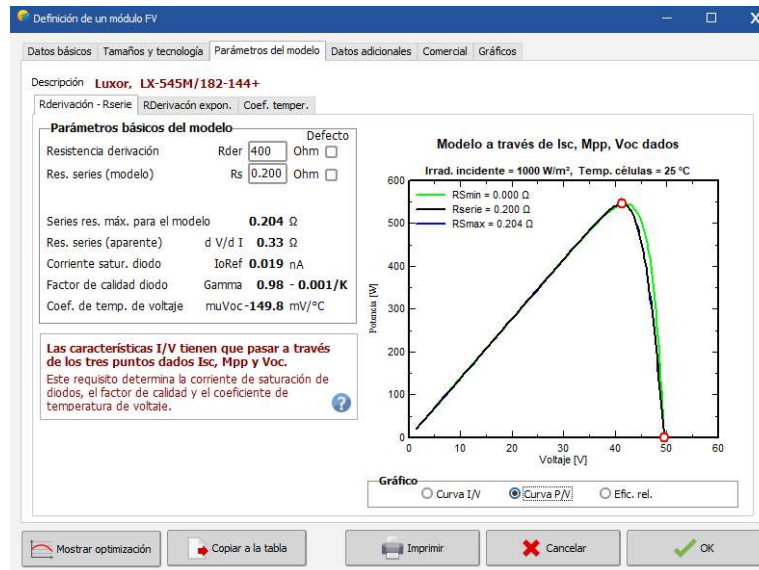


Figura 21. Parámetros del módulo, curva P/V.

Como se ha comentado con anterioridad, la irradiación y temperatura no serán siempre las óptimas. Esto repercutirá en la potencia generada.

En las gráficas siguientes se observa la variación de la corriente en función de la irradiación con 5 escalas de valores. Cabe destacar que la irradiación no modifica directamente la tensión de salida, pero al aumentar la temperatura de las células que integran los módulos FV disminuye la tensión. Esta consecuencia indirecta, que puede verse compensada por otros factores, como la temperatura ambiente y la velocidad del viento (disipación del calor por convección).

Por estos motivos es muy importante escoger una base de datos meteorológicos fiable.

La mejor opción sería realizar la base de datos con mediciones reales en la ubicación donde se va a hacer la instalación, algo poco viable en instalaciones pequeñas para esto pueden usarse servicios meteorológicos más locales que presumiblemente se acercarán más a la realidad.

Para escoger los módulos fotovoltaicos es recomendable fijarse en los parámetros de funcionamiento de estos.

Para paneles de igual potencia una mayor Voc disminuirá las pérdidas en el transporte de energía hasta el inversor ya que la intensidad será más pequeña, pero también hay que tener en cuenta que no se debe sobrepasar la tensión asignada en las entradas del inversor.

Si embargo a igual potencia una mayor Icc determina más pérdidas por efecto Joule.

Es conveniente entonces ajustar la tensión de la serie de paneles a la tensión máxima de entrada en el inversor.

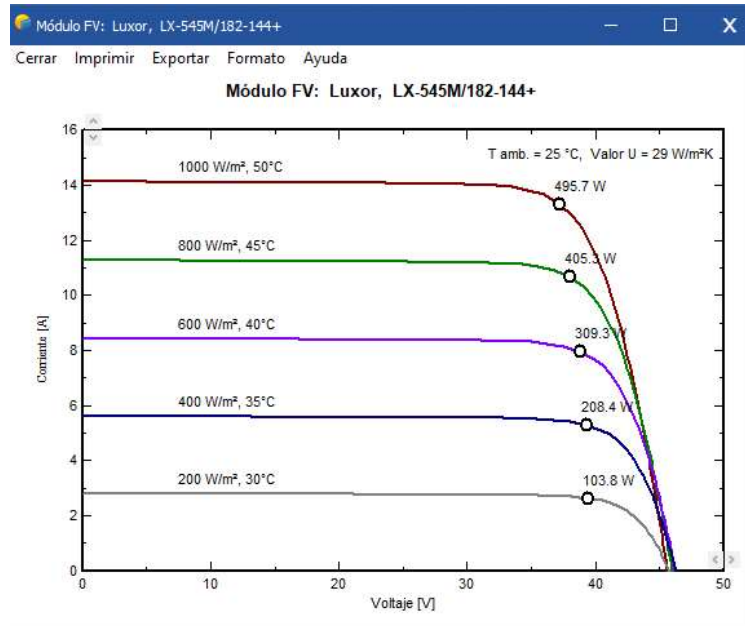


Figura 22. Grafica I/V según irradiancia.

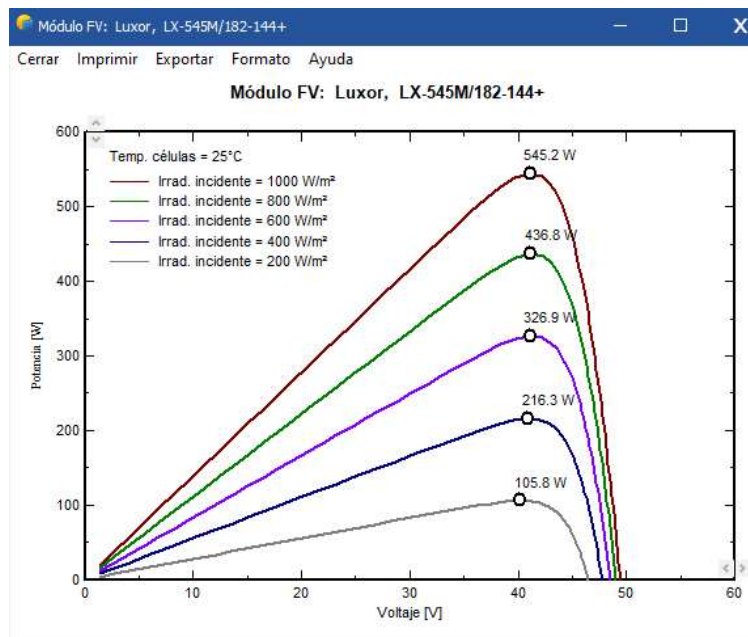


Figura 23. Grafica P/V según irradiancia.

En las figuras 22 y 23 puede apreciarse las curvas de funcionamiento de los paneles FV escogidos para la instalación. Se observa como los parámetros de intensidad y tensión varían con la irradiación. Con la intensidad en una relación directa y en menor proporción con la tensión.

Se pueden ver más detalles sobre los módulos fotovoltaicos en el apartado 3.3.1 de los anexos.

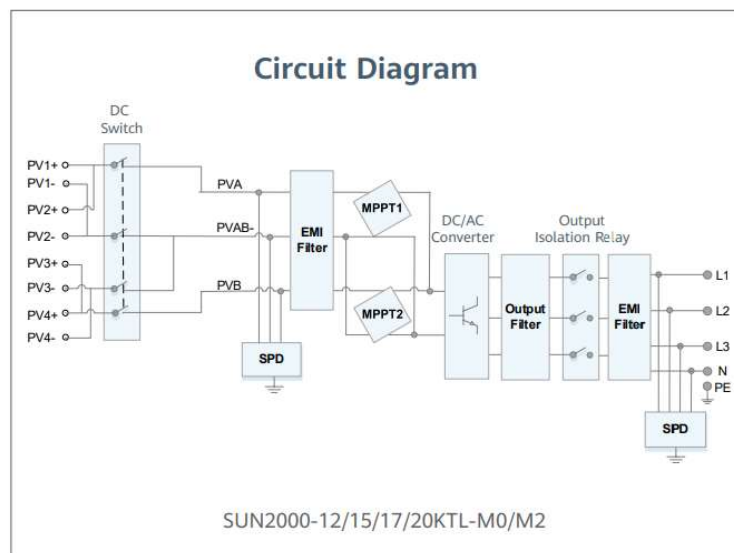
### 2.8.6. Instalación de generación. El Inversor.

Para el buen aprovechamiento de la energía solar no solo es importante el sistema generador de paneles fotovoltaicos, también lo es el equipo que permite regular la forma de onda para conectarse a la red eléctrica.

El inversor se encarga de transformar la tensión continua proporcionada por los paneles fotovoltaicos en corriente alterna, y nos permite controlar el valor de tensión de entrada de salida, la frecuencia y además sincronizar la onda sinusoidal alterna con la red eléctrica.

Para garantizar que la onda sinusoidal es pura será necesario un buen filtrado en la salida del inversor.

El inversor seleccionado dispone de dos entradas MPPT. Esto quiere decir que es capaz de gestionar dos ramas o cadenas diferentes de módulos FV en su punto de máxima potencia.



**Figura 24.** Diagrama simplificado circuito de potencia del inversor.

En una instalación fotovoltaica es importante tener en cuenta la configuración de los módulos fotovoltaicos, ya que, aunque suele ser conveniente hacer cadenas largas para aumentar la tensión y así disminuir la sección del cableado. Esto conlleva que si falla un panel o tiene una sombra afecte al resto de paneles de la misma cadena. Si una cadena de módulos en serie superara la tensión máxima de entrada, el inversor podría estropearse y si no llegase a la tensión mínima el sistema no funcionaría correctamente. Estos cálculos están realizados en el apartado 3.1.2.

En las siguientes figuras se puede observar los parámetros del inversor proporcionados por el programa.

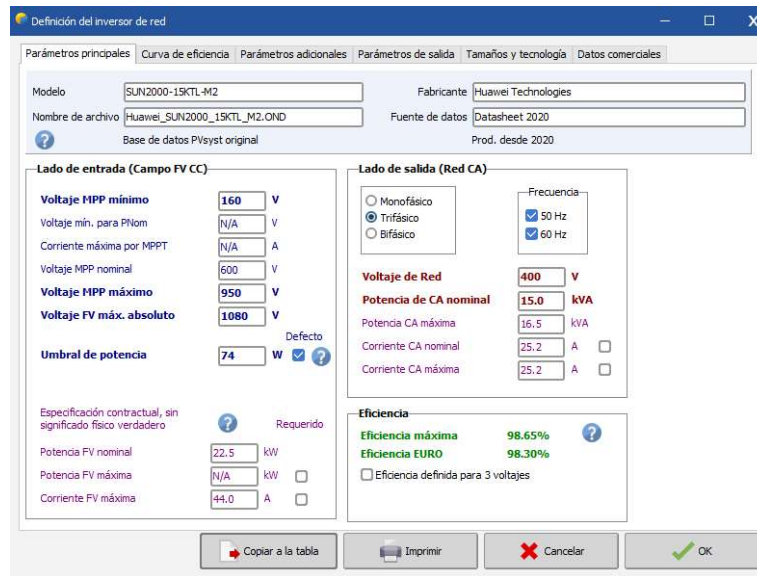


Figura 22. Características del inversor.

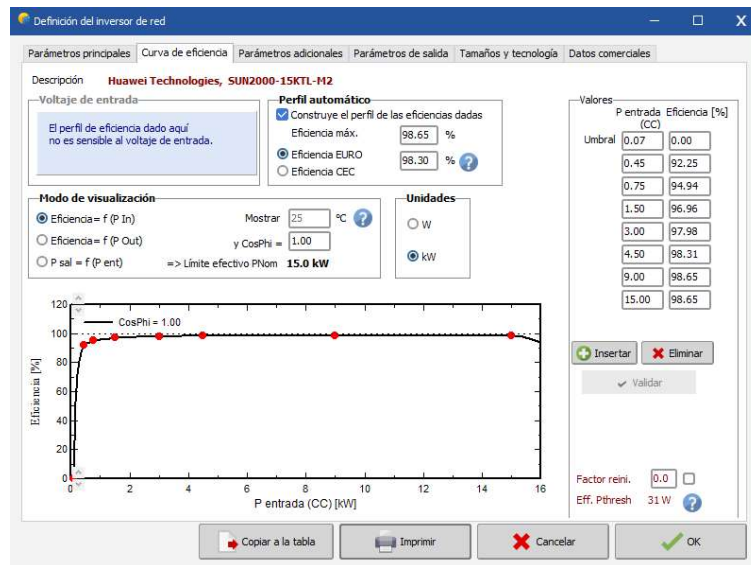
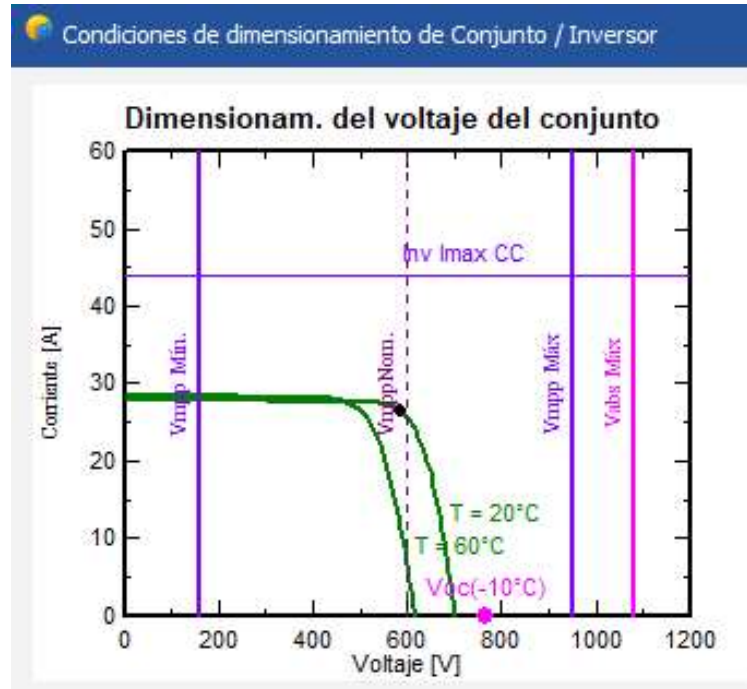


Figura 23. Características del inversor, curva de eficiencia.



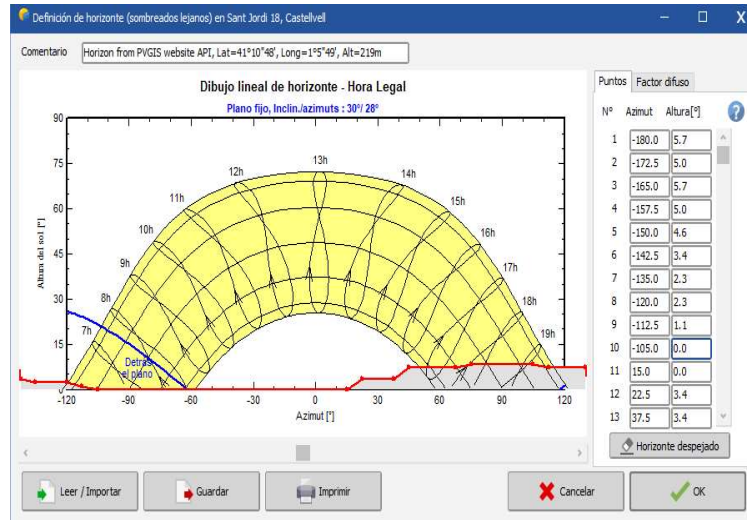
**Figura 24.** Condiciones de dimensionamiento del sistema.

Se pueden ver más detalles del inversor en la hoja de datos del fabricante en el apartado 3.3.5 de los anexos.

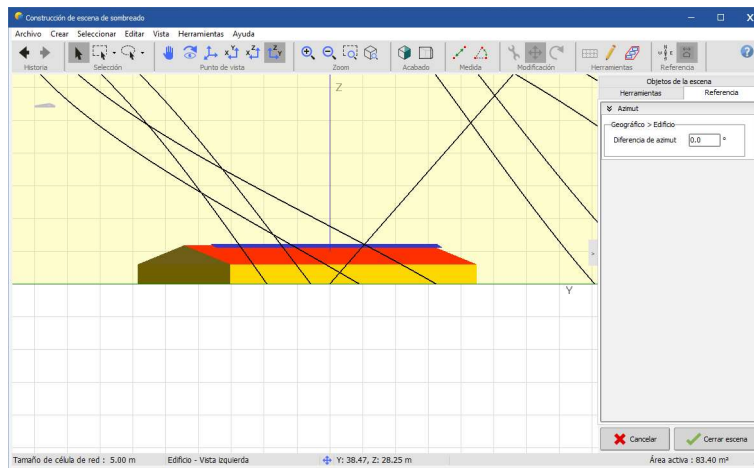
### 2.8.7. Instalación generadora. Cálculo de sombras.

En una instalación solar fotovoltaica es importante tener en cuenta que la generación podrá verse afectada tanto por sombras de objetos cercanos como de objetos más alejados de la instalación.

En el emplazamiento de nuestra instalación no se encuentran sombras por objetos cercanos, pero si hay un altiplano que daría sombra en las primeras horas del día y durante las últimas. Por este motivo se colocarán los módulos fotovoltaicos en la parte más alta del edificio. La base de datos para obtener los sombreados ha sido obtenida de PVGIS e importada en formato .csv.



**Figura 25.** Definición del horizonte imagen dl programa PVSyst con datos importados del PVGIS SARAH.



**Figura 26.** Construcción escena 3D en PVSyst.

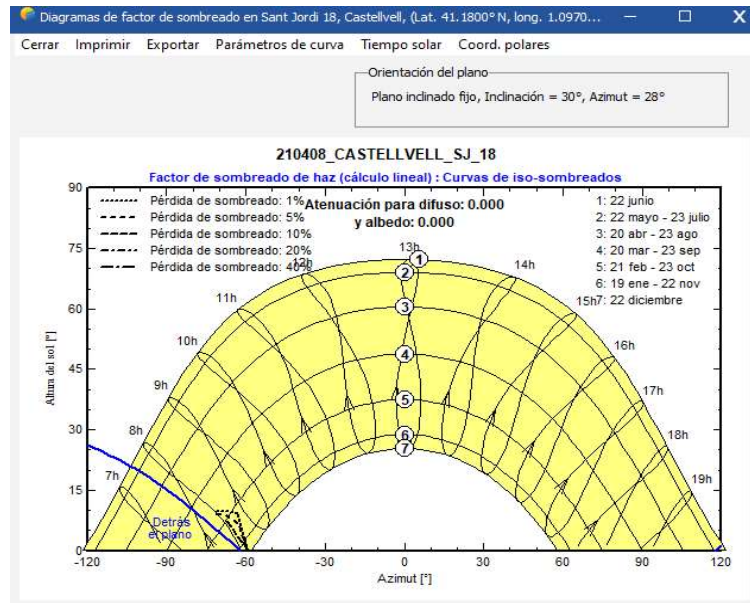


Figura 27. Horizonte calculado según cálculo de, extraído de PVSyst.

La herramienta PVSyst permite realizar un barrido de los cálculos de la instalación para las diferentes posiciones del sol por horas de todo un año típico. Incluyendo las posibles sombras, cercanas o lejanas, que puedan afectar a la instalación.

En la figura 29 se muestra el recorrido del sol para un día concreto del año.

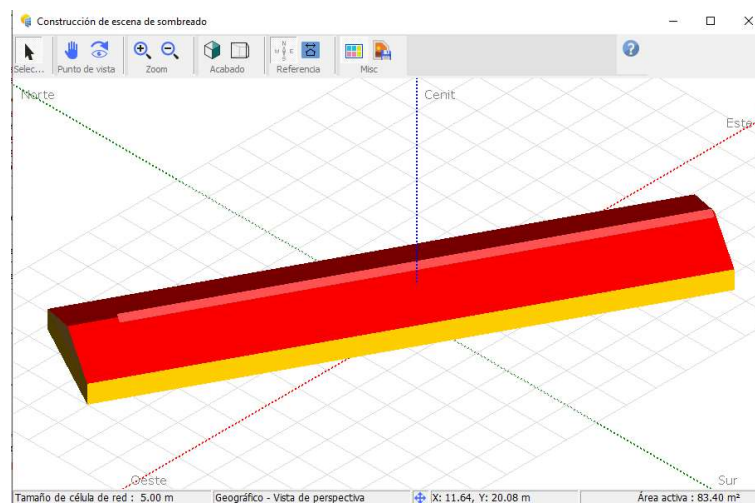
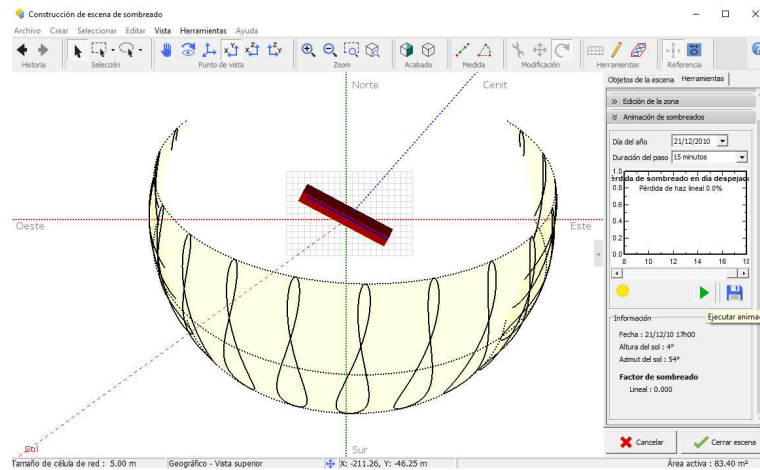


Figura 28. Vista en perspectiva la posición de la instalación respecto a los ejes de coordenadas, generado en PVSyst.



**Figura 29.** Vista de la posición del sol para el 21/12/2010, según PVsyst.

### 2.8.8. Instalación generadora. Cableado y protecciones.

Para unir eléctricamente los módulos fotovoltaicos con el inversor será necesario cablear dos líneas eléctricas, 2 positivos y 2 negativos, por las que circulará la corriente continua generada en los paneles. El cálculo de la sección de cable y su protección están calculados en el apartado 3.1.2. El cable utilizado será TOP SOLAR PV H1Z2Z2-K de cobre, este tipo de cable está especialmente indicado para instalaciones fotovoltaicas por su doble aislamiento y resistencia a la intemperie.

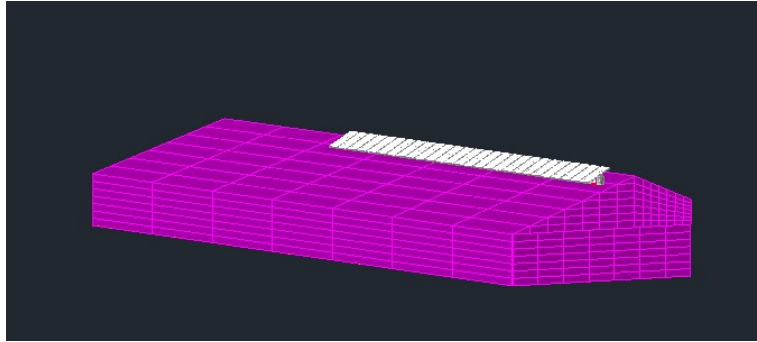
Según lo indicado en la ITC-BT-40 los conductores estarán dimensionados para una intensidad no inferior al 125%.

La longitud del cableado se ha estimado en base al plano descargado del catastro, al cual se le ha añadido, mediante Autocad, el alzado según las medidas reales de la nave.

La longitud total de los 4 cables será de 30 m cada uno y los positivos dispondrán de fusible para su protección.

Como se puede ver en la figura 30 que los módulos FV ocuparan solo una parte de la superficie, teniendo espacio para futuras ampliaciones si fuese necesario.

Las medidas de los módulos han sido proporcionadas por el fabricante.



**Figura 30.** Plano en 3D de la nave y el emplazamiento de los módulos fotovoltaicos.

- 2 fusibles CC.
  - Hager LF 320 PV
  - 1000 V
  - 20 A.
  
- Portafusible 2 Polos CC.
  - Hager L502 PV 10x38.
  - 1000 V
  - 32 A.
  
- 60 m Cableado Negro.
  - TOP SOLAR PV H1Z2Z2-K
  - Sección 16 mm<sup>2</sup>.
  
- 60 m Cableado Rojo.
  - TOP SOLAR PV H1Z2Z2-K
  - Sección 16 mm<sup>2</sup>.

Pese a que la sección del cable aguanta mucha más intensidad, se ha estimado conveniente utilizar el fusible normalizado más pequeño que te permiten los cálculos.

Se debe tener en cuenta que la energía hacia la red proviene de un inversor que estando parametrizado para no superar la potencia máxima de generación establecida en la legislación de autoconsumo, no debe ser superior a los 12,5 kW que el usuario tiene contratados.

Además, cuenta con el factor de sobredimensionado que se establece en la ITC-BT-40.

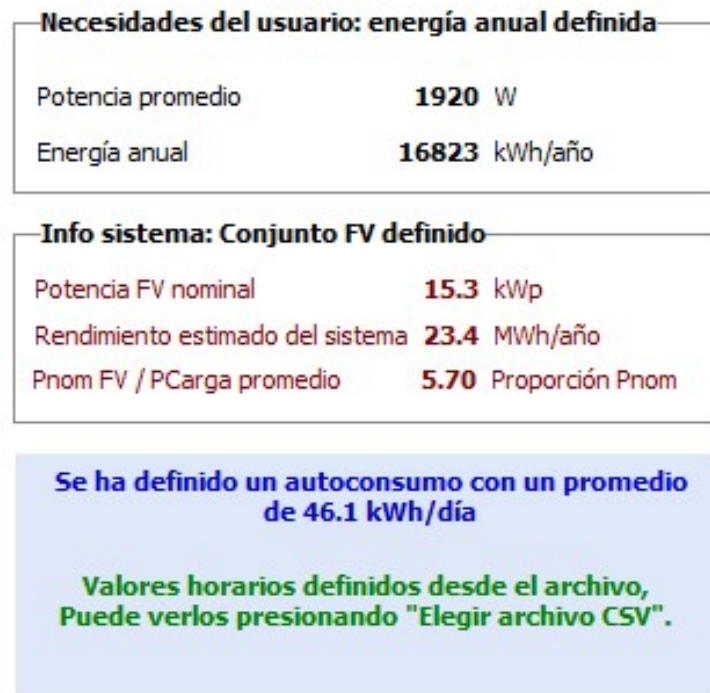
A continuación, se muestra la tabla resumen donde se indica los equipos a utilizar para el sistema de protección y transporte desde los paneles hasta el inversor.

Equipo	Descripción	Fabricante Distribuidor	Cantidad	Unidad
Fusible	LF320 PV 10x38 20 A 1000 V CC	Hager	2	u
Portafusible	L502 PV 10x38 2P 32 A 1000 V CC	Hager	1	u
Cable (+)	Topsolar PV H1Z2Z2 Rojo 16 mm <sup>2</sup>	Topcable	60	m
Cable (-)	Topsolar PV H1Z2Z2 Rojo 16 mm <sup>2</sup>	Topcable	60	m

**Tabla 5.** Tabla resumen con los equipos a instalar en el sistema de cableado y protección en la línea de continua.

### 2.8.9. Instalación generadora. Autoconsumo.

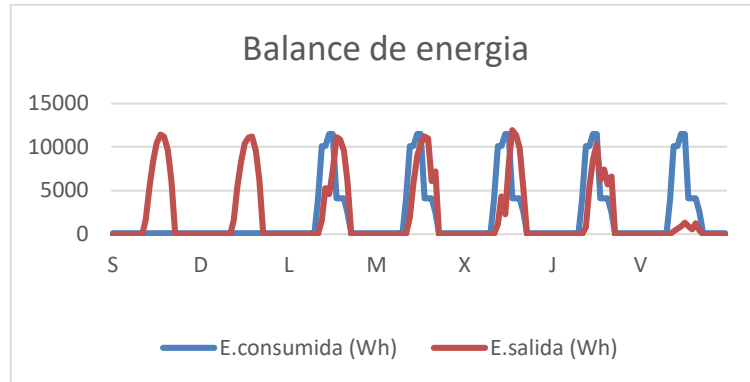
El objetivo principal para realizar la instalación fotovoltaica es abastecer las necesidades energéticas del taller. Para esto se ha realizado un estudio aproximado de las necesidades de consumo por horas realizando la rutina de un día típico y diferenciando los días entre semana y fines de semana.



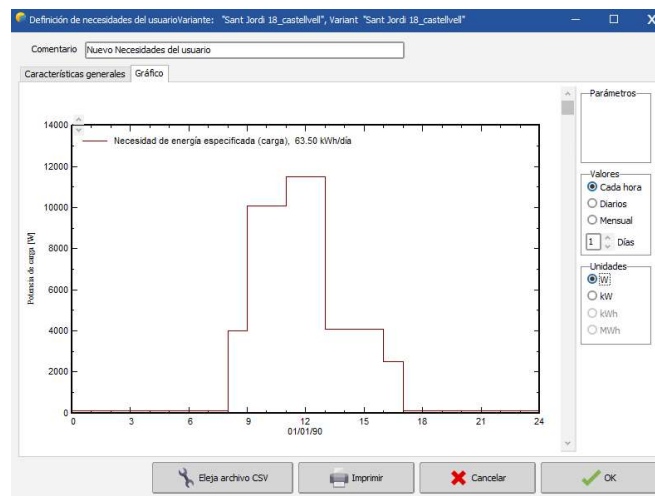
**Figura 30.** Definición de las necesidades del taller

En la gráfica se observa que los consumos se producen de lunes a viernes, mientras que la generación es más aleatoria dependiendo de las condiciones climáticas. Se pretende estimar si es oportuno almacenar la energía producida en excedente durante el fin de semana. Esta energía podría aprovecharse en vez de volcarla directamente a la red, incluyendo el uso de unas baterías.

El uso de baterías ayudaría a paliar el consumo de la red los días nublados o cuando haya un consumo extra no previsto. Ni que decir tiene que puede actuar de SAI para ocasiones en las que un fallo de suministro nos deje aislados de la red. El cálculo de la batería necesaria se ha realizado en el anexo 3.1.3.



**Figura 32.** Balance energía en un ciclo semanal según los datos de PVsyst.



**Figura 31.** Gráfica de consumo por horas día laborable.

Como se puede ver la gráfica de consumos tiene un incremento desde las primeras horas hasta el cenit, donde comienzan a disminuir las necesidades de consumo.

Para evaluar el almacenamiento necesario se ha escogido el promedio de energía generada en un fin de semana del TMY y se ha comparado con el consumo medio por semana. Con esto, se ha estudiado el dimensionado de la batería necesaria en el apartado 3.1.3 de los anexos.

Se ha estimado que son necesarias 12 baterías LG-RESU10H cuyo coste aproximado son 7000€/unidad. Esto encarecería la instalación 5 veces su precio y sería difícilmente amortizable.

### 2.8.10. Balance de energía y valoración económica.

En la siguiente tabla se muestra los datos de energía proporcionados por el programa mediante los informes extraídos y su correspondiente leyenda.

Se ha querido utilizar los mismos acrónimos que el programa para que los datos sean más fácilmente cotejables con los informes expuestos en los anexos.

Más adelante mediante gráficos se evaluarán los datos de un modo más visual, para que sea más entendible para el lector.

También se pretende estudiar la capacidad de ahorro y el resultado económico de vender los excedentes en el mercado eléctrico.

	EArray (kWh)	E_User (kWh)	E_Solar (kWh)	E_Grid (kWh)	EFrGrid (kWh)
Enero	1387	1480	662	700	818
Febrero	1566	1289	631	907	658
Marzo	2427	1419	940	1449	479
Abril	2369	1355	943	1386	412
Mayo	2833	1480	1126	1660	354
Junio	2991	1355	1093	1849	262
Julio	2848	1419	1052	1748	366
Agosto	2817	1480	1077	1695	403
Septiembre	2130	1294	869	1225	425
Octubre	1827	1480	780	1016	699
Noviembre	1835	1416	866	938	550
Diciembre	1535	1357	709	800	648

**Tabla 6.** Balance de energía según informes proporcionados por PVSystem.

#### Leyenda:

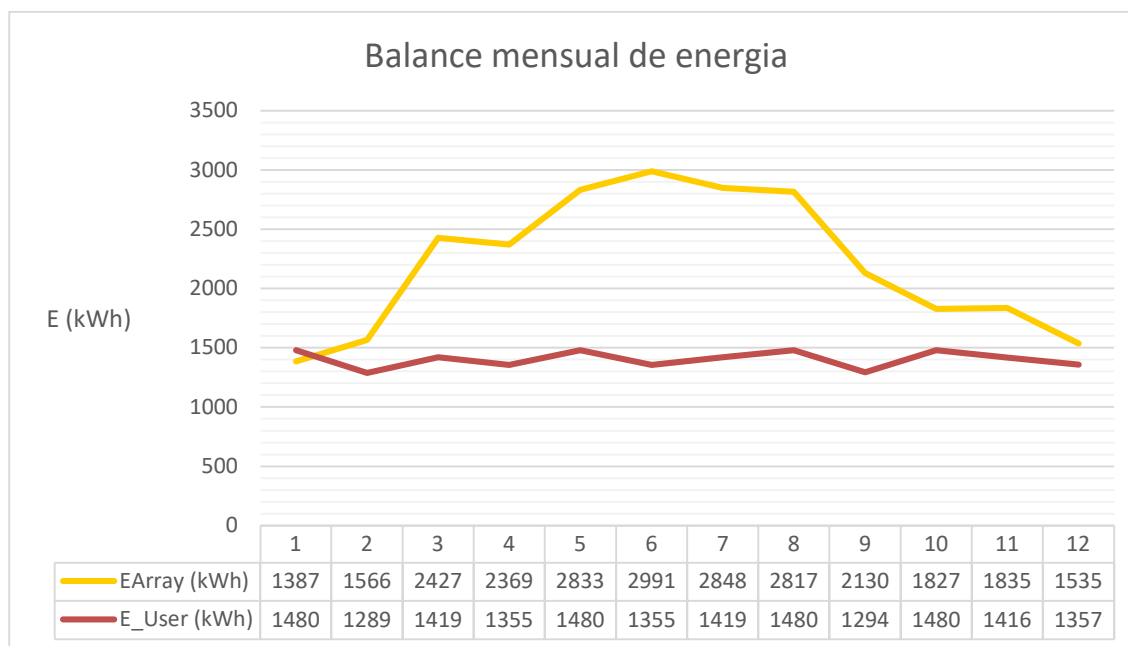
- EArray:** Energía efectiva a la salida del conjunto.
- E\_User.** Energía suministrada al usuario.
- E\_Solar.** Energía al usuario del sol.
- E\_Grid.** Energía inyectada en la red del sol.
- EFrGrid.** Energía al usuario de la red.

Como es de esperar, los meses de verano son los de mayor producción energética, aunque durante los meses de invierno la producción no es excesivamente mala, pudiendo generar más de 1000 kWh/mes durante todo el año.

La siguiente gráfica muestra el balance de la energía generada y consumida por el usuario. Puede observarse que, durante todos los meses exceptuando enero, la energía que producirá el sistema será mayor que la demandada por el usuario.

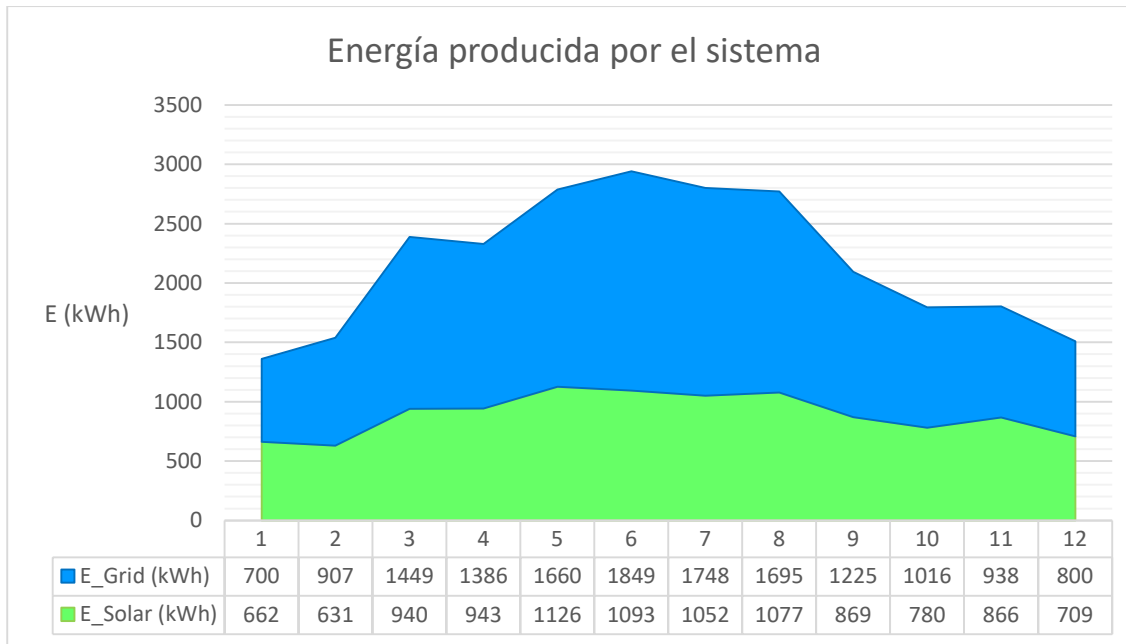
Ni que decir tiene que se trata de estimaciones y que influyen muchas variables en la generación eléctrica de un sistema solar fotovoltaico. Por lo tanto, no se deben tomar estos datos ni muy optimistamente ni muy pesimistamente, deben tomarse como aproximaciones.

De todas formas, pese a que en la mayoría de los meses el sistema produce más energía que la que demanda el usuario. Como se ha explicado en la sección anterior, el consumo de energía no siempre coincide con los momentos de producción solar y tampoco es económico almacenar energía en baterías para después consumirla. Por lo tanto, una parte de la energía producida irá al usuario y otra directamente inyectada a la red y podrán venderse los excedentes a la compañía distribuidora.



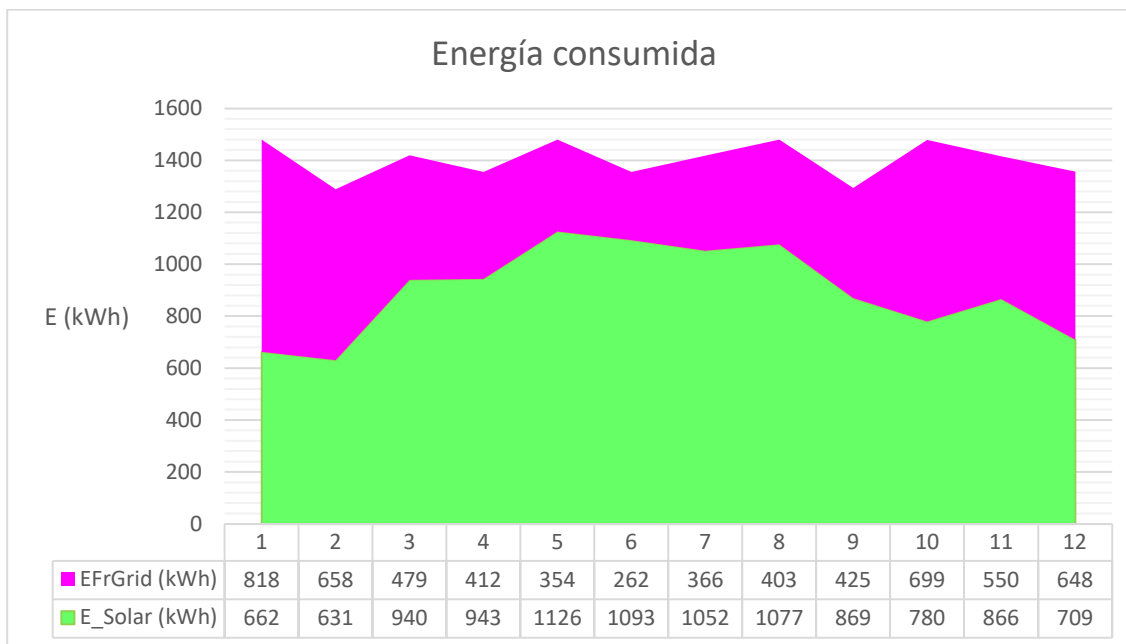
**Figura 32.** Balance mensual de energía producida y consumida.

El siguiente gráfico de áreas apiladas muestra la división de energía generada por el sistema en energía inyectada a la red y la consumida por el usuario desde la producción solar. Ha sido elaborado por el redactor mediante los datos de la tabla 6.



**Figura 33.** División según destino Energía producida por el sistema.

La gráfica siguiente también de elaboración propia, muestra el balance visto por el lado del consumidor. Una parte de la energía consumida provendrá del sistema solar (área verde) y la otra de la red eléctrica (área rosa).



**Figura 34.** División según procedencia de la energía consumida por el usuario.

Se puede observar que la energía consumida de la parte solar es bastante mayor que la consumida por la red exceptuando el mes de enero, donde la producción es baja y obliga al usuario a consumir más de la red.

Teniendo en cuenta que cambiando las rutinas de trabajo en el taller el usuario podría beneficiarse aún más de la energía producida por el sistema, aumentando los beneficios de la producción.

Por una parte, la factura eléctrica consiste en el término fijo (potencia contratada) y por la otra en el término variable (energía consumida). El cliente podrá beneficiarse de un ahorro en el término de consumo, ya que mientras está produciendo el sistema eléctrico no necesitará extraer electricidad de la red.

Para evaluar el ahorro se revisa el precio kWh que se está pagando, siendo de 0.2 € / kWh. a esto debe sumarse el impuesto de electricidad y de este subtotal añadir el IVA. La fórmula utilizada corresponde a la siguiente expresión:

$$A_{bruto} = Pr_{neto} * (1 + Imp_{eléctricidad}) * IVA * E_{solar}/mes \quad (1)$$

$A_{bruto} \equiv$  Ahorro total con impuestos

$Pr_{neto} \equiv$  Precio E sin impuestos 0.2 €/kWh

$Imp_{eléctricidad} \equiv$  Impuesto de electricidad = 0.0511269632 €/kWh

$IVA \equiv$  Impuesto sobre Valor Añadido

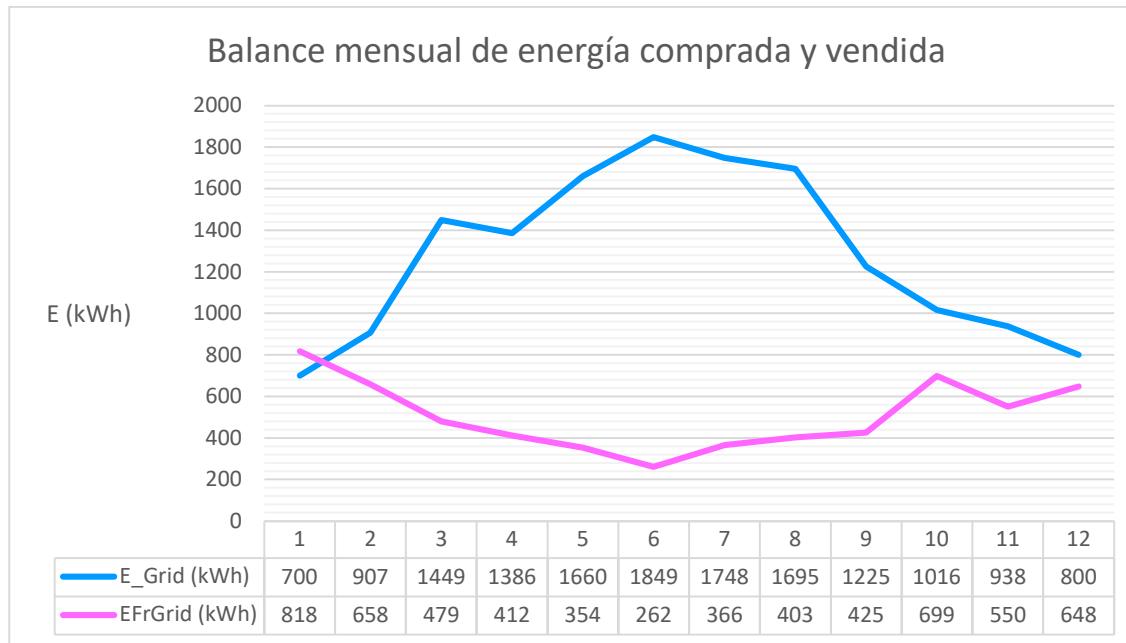
$\frac{E_{solar}}{mes} \equiv$  Energía al usuario de la producción solar

En la siguiente gráfica se muestra los datos del ahorro previsto de cada mes y el cómputo global anual.

	E_Solar (kWh)	Total Ahorro (€)
Enero	662	29,2255341
Febrero	631	27,8569668
Marzo	940	41,4984925
Abril	943	41,6309345
Mayo	1126	49,7098963
Junio	1093	48,2530344
Julio	1052	46,4429937
Agosto	1077	47,5466771
Septiembre	869	38,3640319
Octubre	780	34,4349193
Noviembre	866	38,2315899
Diciembre	709	31,3004587
Año	10749	474,539677

**Tabla 7.** Ahorro económico por energía no extraída de la red, elaboración propia.

Para una evaluación económica será necesario evaluar la energía que el usuario comprará de la red (E<sub>FrGrid</sub>) de la que podrá ser vendida (E<sub>Grid</sub>). En el gráfico siguiente se refleja el balance de energía comprada con la vendida.



**Figura 35.** Balance mensual de energía comprada y vendida.

Se observa que la cantidad de energía que se venderá a la red será muy superior a la que se deberá comprar. Desafortunadamente la compañía distribuidora compra a un precio y vende a otro.

Según la guía autoconsumo del IDAE las instalaciones con excedentes no acogidas a compensación podrán vender la energía en el mercado eléctrico, recibiendo el mismo tratamiento que el resto de energía producida por fuentes renovables.

Este mercado está regulado por el OMIE que es el operador de mercado eléctrico designado para la gestión del mercado diario e intradiario en la península. Contribuye activamente en el acoplamiento de los mercados mayoristas de electricidad en la UE, juntamente con todos los operadores designados en cada Estado miembro.

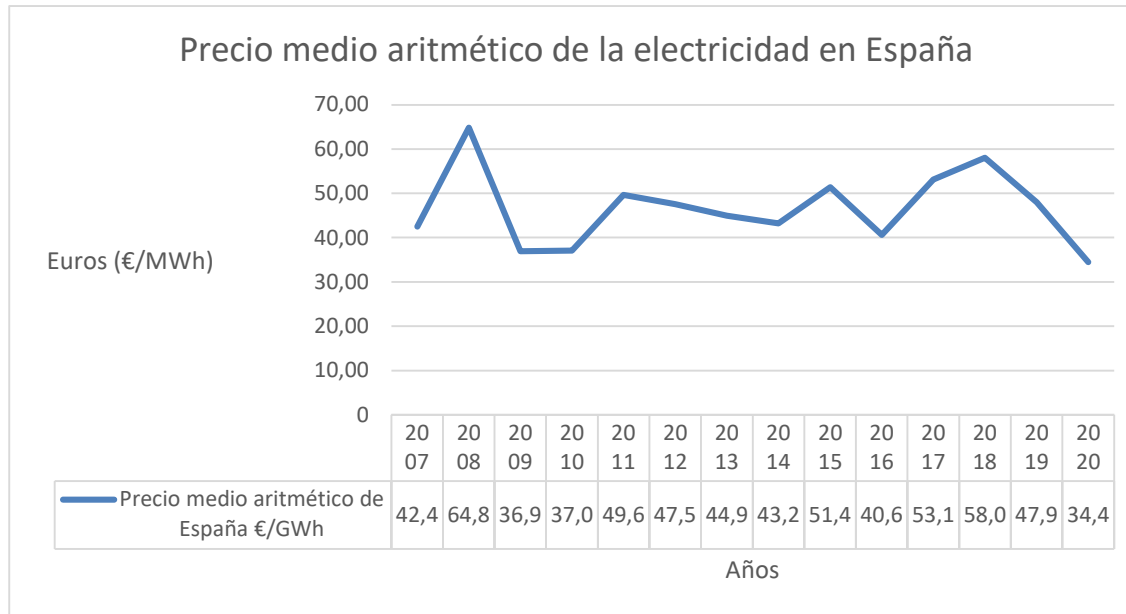
Para realizar la venta de excedentes, el productor deberá darse de alta en el RAIPRE y cumplir con las obligaciones técnicas y tributarias que se deriven de esta actividad.

Los impuestos relacionados con la venta de energía por esta vía son:

- Energía Eléctrica (IVPEE) del 7%
- Peaje de generación de 0,5 €/MWh.

Al evaluar los precios del mercado eléctrico se han establecido unos valores medios de venta de energía, que podrán y variarán con el tiempo. Esto dificulta saber si la inversión será amortizable, no lo será, o en cuanto tiempo.

En consecuencia, se ha consultado la página web del Omie para saber el precio medio de la electricidad en los últimos años, datos que se muestran en la siguiente gráfica.



**Figura 36.** Precio medio aritmético de la electricidad en españa segun el OMIE.

Con los valores aproximados y teniendo en cuenta los impuestos asociados, el precio kWh excedentario vendido se evaluará con la siguiente formula.

$$Pr_{ventaenergia} = Pr_{Mercado}(1 + IVPEE + PeajeGen) \tag{2}$$

$Pr_{ventaenergia} \equiv$  Precio de venta de energia con impuestos

$Pr_{Mercado} \equiv$  Precio en el mercado eléctrico = 0.051 €/kWh

$IVPEE \equiv$  Impuesto produccion de energia se aplica en tanto por 1 = 0.07

$PeajeGen \equiv$  Peaje de generación, se aplica en tanto por 1 = 0.0005 ( $\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$ )

En la siguiente tabla se muestran los importes de venta de los excedentes cada mes y el cómputo anual.

	E_Grid (kWh)	Total venda (€)
Enero	700	33,18315
Febrero	907	42,9958815
Marzo	1449	68,6891205
Abril	1386	65,702637
Mayo	1660	78,69147
Junio	1849	87,6509205
Julio	1748	82,863066
Agosto	1695	80,3506275
Septiembre	1225	58,0705125
Octubre	1016	48,162972
Noviembre	938	44,465421
Diciembre	800	37,9236
<b>Año</b>	<b>15372</b>	<b>728,701974</b>

**Tabla8.** Importes de venta de energía producida.

En resumen, vemos que los resultados del ahorro de consumo en las facturas más la venta de excedentes puede hacer amortizable la inversión, que según reza el presupuesto es de 12712 €.

El plazo de amortización se estima:

$$Plazo = \frac{12712 \text{ €}}{728,70 + 474,54} = 10 \text{ Años y } 6 \text{ meses}$$

En definitiva, se prevé un proyecto amortizable ya que el periodo útil de los materiales puede rondar los 20 años. Además de generar energía limpia, este tipo de instalaciones dan mayor libertad al usuario de la red eléctrica.

### 2.8.11. Actualización y mejora de la instalación.

Con objeto de reducir las necesidades energéticas del cliente se ha querido hacer un estudio de los equipos que utiliza, y si fuera factible sustituirlos por otros más modernos.

Por un lado, la instalación de iluminación consta de bombillas de bajo consumo convencionales y fluorescentes que pueden ser substituidos por equipos led que mejoran la eficiencia energética. De igual manera la luminaria de descarga exterior también está obsoleta y podrá ser substituida por un equipo más moderno.

Por el otro lado, el taller dispone de varios equipos con motores de inducción que tienen puntas de arranque de hasta 3 veces su intensidad nominal. Por este motivo se recomienda su mantenimiento, ya que hasta la fecha ha sido escaso e instalar arrancadores electrónicos para eliminar las puntas de arranque de los equipos y corregir el factor de potencia.

Finalmente se ha observado que el taller dispone de un equipo de caldeo, para el horno de secado, que funciona con resistencias eléctricas.

Teniendo una caldera a gas puede resultar más eficiente la instalación de radiadores de agua.

A continuación, se muestra una tabla con la relación de los equipos mencionados y su estimación de consumo mensual. Seguidamente a la tabla se detallan las posibles soluciones para cada caso particular.

Zona	Aparato	Cantidad	Potencia unidad (W)	Ku	Ks	Total (Wh/mes)
Oficina	Pantalla fluorescente 60cm doble	2	36	1	1	72
Baños	Plafón 2 bombillas E 27	4	28	1	0,3	33,6
	Secador de mano	1	1000	1	0,3	300
	Caldera gas	1	100	1	1	100
Lavadero	Pantalla fluorescente 120cm doble	2	72	1	0,6	86,4
Taller	Pantalla fluorescente 120cm doble	16	72	1	1	1152
Almacén de pintura	Pantalla fluorescente 120cm doble	2	72	1	0,4	57,6
	Compresor	1	3000	0,8	0,7	1680
	Mezclador	1	1500	0,8	0,4	480
Cabina pintura Horno	Pantalla fluorescente 120cm cuadruple	8	144	1	0,5	576
	Extractor	2	120	1	0,7	168
	Caldeo	2	3000	0,8	0,7	3360
Exterior	Luminaria vapor de mercurio	2	400	0,2	0,5	80
Total						8145,6

**Tabla 9.** Tabla potencia de los equipos pendientes de actualizar.

### **2.8.11.1. Iluminación.**

Pantallas fluorescentes 60cm doble de la oficina. (2200 lm).

Se propone la instalación de tubos de tipo LED de una intensidad lumínica (lumen) similar al equipo instalado.

- Tubo LED T8 OSRAM SUBSTITUBE ADV 600 mm 7.3 W 1100 lm x 2

Plafón 2 bombillas E 27 del baño (1600 lm)

Se propone la instalación de tubos de tipo LED de una intensidad lumínica (lumen) similar al equipo instalado.

- CorePro LED bulb 9 W 827 E27 806 lm x 2

Pantallas fluorescentes 120cm doble del lavadero

Se propone la instalación de tubos de tipo LED de una intensidad lumínica (lumen) similar al equipo instalado.

- Tubo LED T8 OSRAM SUBSTITUBE ADV 120 mm 14 W 2100 Lm x 2

Pantallas fluorescentes 120cm doble del taller

Se propone la instalación de tubos de tipo LED de una intensidad lumínica (lumen) similar al equipo instalado.

- Tubo LED T8 OSRAM SUBSTITUBE ADV 120 mm 14 W 2100 Lm x 2

Pantallas fluorescentes 120cm doble del almacén de pintura

Se propone la instalación de tubos de tipo LED de una intensidad lumínica (lumen) similar al equipo instalado.

- Tubo LED T8 OSRAM SUBSTITUBE ADV 120 mm 14 W 2100 lm x 2

Pantallas fluorescentes 120cm cuádruples de la cabina de pintura / horno

Se propone la instalación de tubos de tipo LED de una intensidad lumínica (lumen) similar al equipo instalado.

- Tubo LED T8 OSRAM SUBSTITUBE ADV 120 mm 14 W 2100 lm x 4

Luminaria Vapor de mercurio 22000 lm.

Se propone la instalación de un foco proyector tipo LED de una intensidad lumínica (lumen) similar al equipo instalado.

- Proyector LED 150W Lumileds 23250 lm

### 2.8.11.2. Motores

El uso de variadores de frecuencia y de arrancadores suaves es útil para limitar la corriente en el arranque de motores. Estos equipos electrónicos nos sirven de ayuda para eliminar la potencia reactiva que los motores de inducción consumen, generalmente  $\cos \phi$  entre 0.8 y 0.9, actuando como filtro en el circuito de potencia.

Para determinar el uso de un variador o un arrancador suave analizaremos la tabla que muestra la figura 36:

Característica	Arrancador suave	Variador
Voltaje, corriente y par reducidos durante el arranque	Sí	Sí
Capacidades de velocidad lenta	Con limitaciones	Sí
Conexión en estrella-triángulo	Sí	No
¿Necesita la aplicación tiempos de arranque y paro precisos?	Con limitaciones	Sí
Tamaño del controlador	Menor	Mayor
Costo inicial	Menor	Mayor
Par pleno a velocidad 0	No	Sí

**Figura 36.** Elección equipo de arranque proporcionada por SCHNEIDER.

Equipo de arranque para Compresor.

Motor asíncrono inducción 3000 w

Se propone instalar un arrancador suave compatible con las características del motor.

- Arrancador suave para motores asíncronos SCHNEIDER – ATS01 – 12 A – 110..480 V – 1,5..5,5 kW

Equipo de arranque para el Mezclador de pintura.

Se propone instalar un arrancador suave compatible con las características del motor.

- Arrancador suave para motores asíncronos SCHNEIDER – ATS01 – 12<sup>a</sup> – 110..480 V – 1,5..5,5 kW

Extractor / Ventilador

Para el equipo de ventilación, debido a su baja potencia, no se presume necesario instalar equipos de arranque suave.

## Caldeo

Se propone la instalación de un sistema de radiadores por agua alimentados desde la caldera de gas, actualmente solo utilizada para el agua caliente sanitaria.

Una vez realizados estos cambios las tablas de potencia y consumos se prevén como se observa a continuación:

Zona	Aparato	Cantidad	Potencia unidad (W)	Ku	Ks	Total (Wh/mes)
Oficina	Pantalla fluorescente 60cm doble	2	14,6	1	1	29,2
	Ordenador	1	300	0,8	1	240
	Impresora	1	150	1	0,4	60
	Modem	1	20	0,8	1	16
	Teléfono móvil	1	5	1	0,4	2
Baños	Plafón 2 bombillas E 27	4	18	1	0,3	21,6
	Secador de mano	1	1000	1	0,3	300
	Caldera gas	1	100	1	1	100
Lavadero	Pantalla fluorescente 120cm doble	2	28	1	0,6	33,6
	Puerta automática	1	350	1	0,4	140
	Pistola agua presión	1	3000	1	0,4	1200
Taller	Pantalla fluorescente 120cm doble	16	28	1	1	448
	Pulidora	1	1200	0,8	0,6	576
	Soldador	1	4000	0,6	0,4	960
	Pequeñas máquinas herramienta	1	1000	0,8	0,6	480
Almacén pintura	Pantalla fluorescente 120cm doble	2	28	1	0,4	22,4
	Compresor	1	3000	0,8	0,7	1680
	Mezclador	1	1500	0,8	0,4	480
	Maquina de limpiar pistolas	1	1500	0,8	0,4	480
Cabina pintura Horno	Pantalla fluorescente 120cm cuádruple	8	56	1	0,5	224
	Extractor	2	120	1	0,7	168
	Caldeo	0	3000	0,8	0,7	0
Exterior	Luminaria Vapor de mercurio	2	150	0,2	0,5	30
Total						7690,8

**Tabla 10.** Previsión de cargas una vez actualizados los equipos.

Zona	Aparato	Cantida d	Potenci a unidad (W)	Td (H)	Tm (Día)	Total (Wh/mes )
Oficina	Pantalla fluorescente 60cm doble	2	14,6	8	22	5139,2
	Ordenador	1	300	8	22	52800
	Impresora	1	150	1	22	3300
	Módem	1	20	8	22	3520
	Teléfono móvil	1	5	3	22	330
Baños	Plafón 2 bombillas E 27	4	18	1	22	1584
	Secador de mano	1	1000	0,5	22	11000
	Caldera gas	1	100	24	22	52800
Lavadero	Pantalla fluorescente 120cm doble	2	28	2	8	896
	Puerta automática	1	350	0,25	8	700
	Pistola de agua presión	1	3000	1	8	24000
Taller	Pantalla fluorescente 120cm doble	16	28	11	22	108416
	Pulidora	1	1200	4	8	38400
	Soldador	1	4000	4	4	64000
	Pequeñas máquinas herramienta	1	1000	4	8	32000
Almacén pintura	Pantalla fluorescente 120cm doble	2	28	1	10	560
	Compresor	1	3000	1	22	66000
	Mezclador	1	1500	0,5	10	7500
	Máquina de limpiar pistolas	1	1500	0,5	10	7500
Cabina pintura Horno	Pantalla fluorescente 120cm cuádruple	8	56	4	10	17920
	Extractor	2	120	8	10	19200
	Caldeo	0	3000	8	10	0
Exterior	Luminaria Vapor de mercurio	2	150	2	22	13200
Total						530765,2

**Tabla 11.** Previsión de consumos una vez actualizados los equipos.

### 2.8.11.3. Conclusiones del apartado.

Con la propuesta de mejora se ha pretendido tanto bajar los consumos como la potencia total consumida por las cargas. Añadir estos equipos te permite realizar un ahorro energético escalable, que permite hacer una inversión más paulatina y que va mejorando la instalación sin una gran inversión inicial.

**Cálculo y Diseño de una micro-central fotovoltaica y mejora de la  
instalación eléctrica existente en un taller mecánico**

**3. ANEXOS.**



UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI

**Tarragona**

**2021**

### 3.1. Índice de los anexos.

3.	ANEXOS.....	66
3.1.	Índice de los anexos.....	67
3.2.	Cálculos .....	68
3.2.1.	Instalación generadora. Derivación Individual.....	68
3.2.2.	Instalación generadora. Módulos fotovoltaicos.....	69
3.2.3.	Instalación generadora. Cableado.....	70
3.2.4.	Instalación generadora. Baterías.....	72
3.3.	Informe PVSYST.....	74
3.4.	Fichas técnicas de los equipos. ....	85
3.4.1.	Módulos FV.....	86
3.4.2.	Fusible CC.....	88
3.4.3.	Porta Fusible seccionable CC.....	89
3.4.4.	Cable CC. ....	92
3.4.5.	Inversor.....	94
3.4.6.	Interruptor diferencial.....	96
3.4.7.	Interruptor general Automático. ....	97
3.4.8.	Cable derivación individual.....	98
3.4.9.	Interruptor General de Maniobra.....	102
3.4.10.	Fusible derivación individual.....	103
3.4.11.	Portafusible DI.....	104

### 3.2. Cálculos

#### 3.2.1. Instalación generadora. Derivación Individual.

Datos:

- Previsión de Carga: 15000 W.
- Tensión de la red 400/230 V.
- Cables unipolares de cobre 0,6/1 kV
- Aislamiento XLPE (Temperatura admisible en el conductor de 90°C).
- Instalados tubos empotrados en obra.
- Longitud de la DI de 10 m desde la derivación hasta los contadores totalmente centralizados.

Cálculo de la sección por caída de tensión (CDT).

$$S = \frac{\rho PL}{\delta V} = \frac{15000 * 10}{44 * \left(\frac{1.5 * 400}{100}\right) * 400} = 1.44 \text{ mm}^2$$

- S ≡ Sección. (mm<sup>2</sup>).
- P ≡ Potencia (W).
- ρ ≡ Conductividad del cobre. ( ρ<sub>90°C</sub> = 1/44 Ω mm<sup>2</sup> / m).
- L ≡ Longitud. (m).
- δ ≡ CDT máxima para DI de un único consumidor permitida en RBT 1,5%(V).
- V ≡ Tensión (V).

Cálculo de la intensidad máxima admisible. Se regirán por la Norma UNE 20.460 -5-523 (última modificación año 2004). En la figura 3.1 se indican las intensidades admisibles, para conductores al aire y temperatura ambiente del aire de 40° C.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} V \cos \varphi} = \frac{15000}{\sqrt{3} * 400 * 1} = 21,651 \text{ A}$$

- I ≡ Intensidad (A).
- P ≡ Potencia (W).
- V ≡ Tensión (V).

TABLA 52-B1 (UNE 20460-5-523:2004) Métodos de instalación de referencia				
Tabla y columna				
Instalación de referencia	Intensidad admisible para los distintos sistemas			
	Aislamiento PVC		XLPE o EPR	
	2	3	2	3
A1	Tabla A.52-1 bis columna 4	Tabla A.52-1 bis columna 5	Tabla A.52-1 bis columna 7	Tabla A.52-1 bis columna 6
A2	Tabla A.52-1 bis columna 3	Tabla A.52-1 bis columna 2	Tabla A.52-1 bis columna 4	Tabla A.52-1 bis columna 5
B1	Tabla A.52-1 bis columna 6	Tabla A.52-1 bis columna 5	Tabla A.52-1 bis columna 8	Tabla A.52-1 bis columna 7
B2	Tabla A.52-1 bis columna 5	Tabla A.52-1 bis columna 4	Tabla A.52-1 bis columna 6	Tabla A.52-1 bis columna 7
C	Tabla A.52-1 bis columna 8	Tabla A.52-1 bis columna 7	Tabla A.52-1 bis columna 9	Tabla A.52-1 bis columna 8
D	Tabla A.52-1 bis columna 3	Tabla A.52-1 bis columna 4	Tabla A.52-1 bis columna 5	Tabla A.52-1 bis columna 6
E	Tabla A.52-1 bis columna 9	Tabla A.52-1 bis columna 8	Tabla A.52-1 bis columna 11	Tabla A.52-1 bis columna 10
F	Tabla A.52-1 bis columna 10	Tabla A.52-1 bis columna 9	Tabla A.52-1 bis columna 12	Tabla A.52-1 bis columna 11
G	-	VarUNE 20460-5-523	-	VarUNE 20460-5-523

TABLA A.52-1 BIS (UNE 20460-5-523:2004)														
Intensidades admisibles en aeriseros														
Temperatura ambiente: 40 °C en el aire														
Método de instalación de la tabla 52-B1	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento													
	PVC3	PVC2	XLPE1	XLPE2	XLPE3	XLPE4	XLPE5	XLPE6	XLPE7	XLPE8	XLPE9	XLPE10	XLPE11	XLPE12
A1														
A2														
B1														
B2														
C														
E														
F														
G														
Sección mm <sup>2</sup>														
1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	17	18	19	20	21	24	-	-
2,5	11	11,5	13	13,5	15	16	17	18	19	20	21	24	-	-
4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	-	-	-
6	29	30	33	34	39	43	44	49	52	55	64	-	-	-
10	44	46	51	53	61	67	69	76	81	85	98	-	-	-
16	64	67	74	77	89	98	102	113	120	126	146	-	-	-
25	94	98	108	113	131	144	149	164	173	181	210	-	-	-
35	124	129	141	147	170	187	194	214	225	235	279	-	-	-
50	174	181	197	204	237	262	271	298	313	325	389	-	-	-
70	234	243	264	273	320	357	368	404	421	436	523	-	-	-
95	304	315	341	351	412	459	472	517	537	555	667	-	-	-
120	384	397	428	439	516	572	587	641	663	683	819	-	-	-
150	484	500	538	550	646	713	729	794	818	840	1005	-	-	-
185	604	622	667	680	800	878	895	970	1000	1025	1230	-	-	-
240	784	804	857	871	1020	1119	1140	1230	1260	1290	1550	-	-	-
Admisible	11,5	12	13,5	14	16	17	18	20	20	22	25	-	-	-
4	15	16	18,5	19	22	24	24	26,5	27,5	29	35	-	-	-
6	20	21	24	25	28	30	31	34	36	38	45	-	-	-
10	27	28	32	34	38	42	42	46	50	53	61	-	-	-
16	36	38	42	46	51	56	57	63	66	70	83	-	-	-
25	46	50	54	61	64	71	72	78	84	88	106	-	-	-
35	61	67	75	78	88	97	97	104	109	117	139	-	-	-
50	73	80	90	90	105	105	105	115	127	135	160	-	-	-
70	-	-	-	-	116	122	136	139	151	162	170	197	206	-
95	-	-	-	-	140	148	167	169	183	197	207	250	251	-
120	-	-	-	-	163	171	193	195,5	215	229	239	293	293	-
150	-	-	-	-	187	197	223	227	246	264	277	342	338	-
185	-	-	-	-	212	225	250	259	281	301	310	389	380	-
240	-	-	-	-	248	265	300	306	332	355	372	469	461	-

Figura 3.1. Tabla 52-B1 de la norma UNE 20.460 -5-523.

La sección para dicho conductor sería de 2,5 mm<sup>2</sup>, pero la sección mínima según la ITC-BT-15 es de 6 mm<sup>2</sup> para las fases, para el neutro y para el cable de protección, además deberá tener una sección uniforme en todo su recorrido.

La intensidad admisible de dicho conductor es de 40 A tal como muestra la figura 3.1.

Intensidad nominal del fusible de protección DI.

$$I \text{ calculada} \leq I \text{ fusible} \leq 0.9 I \text{ admisible}$$

$$21.65 \text{ A} \leq 25 \text{ A} \leq 36 \text{ A}$$

- I calculada= 21,651 A
- I fusible = 25 A (siguiente intensidad de corte para fusibles normalizada).
- I Admisible =40 A (Según lo dispuesto en el apartado anterior)

### 3.2.2. Instalación generadora. Módulos fotovoltaicos.

Datos:

- Num de modulos FV: *Numpaneles*
- Pnominstalacion: 15000 W.
- Pnompanel: 545 W / panel

$$Numpaneles = \frac{Pnom\_Intalacion}{Pnompanel} = \frac{15000}{545} = 27,52 \xrightarrow{\text{Redondeo}} 28 \text{ paneles}$$

Teniendo en cuenta que las condiciones óptimas de generación no se darán nunca se puede dimensionar un poco por encima, y buscando un número de paneles par aprovecharemos las dos entradas Mppt del Inversor. Cada rama será entonces de 14 paneles. La tensión máxima de cada rama o cadena no será superior a la tensión máxima de entrada del generador.

- Tensión de rama:  $V_{oc,rama}$ .
- Tensión de circuito abierto:  $V_{oc,panel} = 54.6 \text{ V}$
- Número paneles por rama:  $N_{panelrama} = 14$

$$V_{oc,rama} = V_{oc,panel} \times N_{panelrama} = 764.4 \text{ V}$$

El voltaje máximo de cada entrada MPPT es de 1080 V y el voltaje máximo que podrían generar 14 paneles en serie es de 764.4 V de forma que es correcto.

El voltaje mínimo de cada cadena no debe ser inferior al mínimo de entrada del inversor pues en rangos bajos de voltaje el inversor no funcionaria. Lo ideal es trabajar en rangos de máxima potencia.

- Tensión mínima operacional del sistema:  $V_{mppt} (60^\circ)$
- Tensión operacional de un módulo FV:  $V_{mppt,panel} (60^\circ) = 35.7 \text{ V}$
- Número de paneles por rama:  $N_{panelrama} = 14$

$$V_{oc,rama} = V_{oc,panel} \times N_{panelrama} = 499.8 \text{ V}$$

### 3.2.3. Instalación generadora. Cableado.

Datos:

- Número paneles por rama:  $N_{panelrama} = 14$ .
- Potencia pico de cada panel:  $P_{panel} = 545 \text{ Wp}$
- Tensión de la red:  $V = 499 \text{ V}$ .
- Cables unipolares de cobre 0,6/1 kV
- Aislamiento XLPE (Temperatura admisible en el conductor de  $90^\circ\text{C}$ ).
- Instalación cable unifilar al aire.
- Longitud de la línea de 40 m desde el panel más alejado hasta la conexión con el inversor.

Cálculo de la sección por caída de tensión (CDT).

$$S = \frac{2\rho kPL}{\delta V} = \frac{2 \times 1.25 \times 545 \times 14 \times 40}{44 * \left(\frac{0.5 * 499}{100}\right) * 499} = 13.92 \text{ mm}^2$$

- $S \equiv$  Sección. ( $\text{mm}^2$ ).
- $P \equiv$  Potencia (W).
- $\rho \equiv$  Conductividad del cobre. ( $\rho_{90^\circ\text{C}} = 1/44 \Omega \text{ mm}^2 / \text{m}$ ).
- $k \equiv$  Factor 125% ( $ITC - BT - 40$ )
- $L \equiv$  Longitud. (m).
- $\delta \equiv$  CDT máxima permitida en RBT 0,5%(V).

- $V \equiv$  Tensión (V).

La sección normalizada inmediatamente superior es de 16 mm<sup>2</sup>.

Cálculo de la intensidad máxima admisible. Se regirán por la Norma UNE 20.460 -5-523 (última modificación año 2004). En la figura 3.1 se indican las intensidades admisibles, para conductores al aire, temperatura ambiente del aire de 40° C, según la norma anteriormente mencionada.

$$I = \frac{k P}{V} = 1.25 \times \frac{14 \times 545}{499} = 19.11 A$$

- $I \equiv$  Intensidad (A).
- $P \equiv$  Potencia (W).
- $V \equiv$  Tensión (V).

Figura 3.2. Tabla 52-B1 de la norma UNE 20.460 -5-523.

Intensidad nominal del fusible de protección.

$$I \text{ calculada} \leq I \text{ fusible} \leq 0.9 I \text{ admisible}$$

$$19.11 A \leq 20 A \leq 81.9 A$$

- $I \text{ calculada} = 19.11 A$
- $I \text{ fusible} = 20 A$  (siguiente intensidad de corte para fusibles normalizada).
- $I \text{ Admisible} = 91 A$  (Según lo dispuesto en el apartado anterior).

Pese a que la línea podría aguantar mucha más intensidad, se ha querido elegir la siguiente intensidad normalizada, ya que el flujo de energía proviene del inversor y de estar correctamente parametrizado, en ningún caso debe verter mas energía a la red un aumento de intensidad en esta línea supondría que el inversor esta estropeado o ha sido manipulado y está inyectando más corriente pasando los umbrales legales.

### 3.2.4. Instalación generadora. Baterías.


Datos:

- Energía Consumida: E<sub>anualcon</sub> = 16823 kWh/año
- Energía Generada: E<sub>anualgen</sub> = 23400 kWh/año

Supuesto: Almacenar la energía generada durante un fin de semana para aprovecharla entre semana:

$$E_{finsemana} = E_{anualGen} * \frac{total\ dias}{Dias\ al\ año} = 16823 \frac{kWh}{año} * \frac{2 \frac{dias}{finsemana}}{365 \frac{dias}{año}} = 92,18 kWh$$

Han sido escogidas las baterías LG RESU10H.



400V

Models	RESU7H		RESU10H	
	Type-R	Type-C	Type-R	Type-C
Total Energy [kWh] <sup>1)</sup>	7.0		9.8	
Usable Energy [kWh] <sup>2)</sup>	6.6		9.3	
Capacity [Ah]	63		63	
Voltage Range [V]	350-450	430-550	350-450	430-550
Max Power [kW]	3.5			
Peak Power [kW]	5.0 (for 5 sec)	5.0 (for 10 sec)	7.0 (for 10 sec)	
Dimension [W x H x D, mm]	744 x 692 x 206	744 x 907 x 206	744 x 907 x 206	744 x 907 x 206
Weight [kg]	75	87	97	99.8
Enclosure Protection Rating	IP55			
Communication	RS485	CAN2.0B	RS485	CAN2.0B
Certificates	Cell	UL1642		
	Product	TUV (IEC 62619) / CE / FCC / RCM	TUV (IEC 62619) / CE / RCM	UL1973 / TUV (IEC 62619) / CE / FCC / RCM

Compatible Inverter Brands: SMA, SolarEdge, Fronius, Huawei - More brands to be added  
 1) Total Energy is measured at the initial stage of battery life under the condition as follows: Temperature 25°C  
 2) Usable Energy is based on battery cell only

Figura 3.3. Ficha técnica de las baterías escogidas.

Calculo DoD. El fabricante asegura 6000 ciclos en estas condiciones de uso.

- Energía total 1 batería (kWh): E<sub>cel</sub> = 9,8 kWh
- Energía utilizable para un ciclo de descarga (kWh): E<sub>ciclo</sub> = 9.3 kWh/año

$$DoD_{Fabricant} = \frac{E_{ciclobat}}{E_{bat}} = 0.949$$

Tratándose que la energía acumulable ha sido promediada y no se han tenido en cuenta a los efectos negativos que puede tener la temperatura en los ciclos de descarga de una

batería, se decide no aplicar un porcentaje de descarga superior al 80% alargando así la vida útil de las baterías.

$$E_{bat} = \frac{E_{finsemana}}{DoD_{80}} = 115,225 \text{ kWh}$$

Cálculo del número de baterías:

$$N_{bat} = \frac{E_{bat}}{E_{cel}} = 11.757 \approx 12$$

### 3.3. Informe PVSYST.



## PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red  
Proyecto: 210408\_CASTELLVELL\_SJ\_18  
Variante: Sant Jordi 18\_castellvell\_Autoconsumo  
Tablas en un edificio  
Potencia del sistema: 15.26 kWp  
Sant Jordi 18, Castellvell – España

**Autor(a):** Juan de Dios Fernández

<b>Resumen del proyecto</b>		
<b>Sitio geográfico</b> Sant Jordi 18, Castellvell España	<b>Situación</b> Latitud: 41.18 °N Longitud: 1.10 °E Altitud: 219 m Zona horaria: UTC+1	<b>Configuración del proyecto</b> Albedo        0.20
<b>Datos meteo</b> Sant Jordi 18, Castellvell PVGIS api TMY		

<b>Resumen del sistema</b>		
<b>Sistema conectado a la red</b> <b>Orientación campo FV</b> Plano fijo Inclinación/Azimut <span style="padding-left: 100px;">30 / 28 °</span>	<b>Tablas en un edificio</b> <b>Sombreados cercanos</b> Sombreados lineales	<b>Necesidades del usuario</b> Ext. definida como archivo Consumo semanal por horas.csv
<b>Información del sistema</b> <b>Conjunto FV</b> Pnom total: 15.26 kWp Núm. de módulos: 28 unidades	<b>Inversores</b> Pnom total: 15.00 kWca Núm. de unidades: 1 Unidad  Límite de potencia de red: 12.20 kWca Proporción de red lim. Pnom: 1.251	

<b>Resumen de resultados</b>			
Energía producida	26.12 MWh/año	Proporción rend. PR	88.10
Producción específica	1712 kWh/kWp/año	Fracción solar (SF)	63.90

<b>Tabla de contenido</b>	
Resumen de proyectos y resultados.....	2
Parámetros generales, Características del conjunto FV, Pérdidas del sistema.....	3
Definición del Horizonte.....	5
Definición del sombreado cercano Diagrama de iso-sombreados.....	6
Resultados principales.....	7
Diagrama de pérdida.....	8
Gráficos especiales.....	9
Gráficos predefinidos.....	10

<b>Parámetros generales</b>																									
<p><b>Sistema conectado a la red</b></p> <p><b>Orientación campo FV</b></p> <p><b>Orientación</b></p> <p>Plano fijo</p> <p>Inclinación/Azimut            30 / 28 °</p> <p><b>Horizonte</b></p> <p>Altura promedio                3.7 °</p>	<p><b>Modelos usados</b></p> <p><b>Transposición:</b> Perez</p> <p><b>Difuso:</b> Importado</p> <p><b>Circunsolar:</b> con difuso</p> <p><b>Necesidades del usuario</b></p> <p>Ext. definida como archivo</p> <p>Consumo semanal por horas.csv</p>																								
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <thead> <tr> <th>Ene.</th><th>Feb.</th><th>Mar.</th><th>Abr.</th><th>Mayo</th><th>Jun.</th><th>Jul.</th><th>Ago.</th><th>Sep.</th><th>Oct.</th><th>Nov.</th><th>Dic.</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1480</td><td>1289</td><td>1419</td><td>1355</td><td>1480</td><td>1355</td><td>1419</td><td>1480</td><td>1294</td><td>1480</td><td>1416</td><td>1357</td> </tr> </tbody> </table>		Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	Mayo	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	1480	1289	1419	1355	1480	1355	1419	1480	1294	1480	1416	1357
Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	Mayo	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.														
1480	1289	1419	1355	1480	1355	1419	1480	1294	1480	1416	1357														
<p><b>Limitación de potencia de red</b></p> <p>Potencia activa    12.20 kWca</p> <p>Proporción Pnom                1.251</p>																									

<b>Características del conjunto FV</b>	
<p><b>Módulo FV</b></p> <p><b>Fabricante:</b> Generic</p> <p><b>Modelo:</b> LX-545M/182-144+</p> <p><b>Unidad Nom. Potencia:</b> 545 Wp</p> <p><b>Número de módulos FV:</b> 28 unidades</p> <p><b>Nominal (STC):</b> 15.26 kWp</p> <p><b>Módulos</b>        2 Cadenas x 14 En series</p> <p><b>En cond. de funcionam. (50°C)</b></p> <p>Proporción Pnom (CC:CA): 1.02</p> <p><b>Pmpp:</b> 13.89 kWp</p> <p><b>U mpp</b>            521 V</p>	<p><b>Inversor</b></p> <p><b>Fabricante:</b> Generic</p> <p><b>Modelo:</b> SUN2000-15KTL-M2</p> <p><b>Unidad Nom. Potencia:</b> 15.0 kWca</p> <p><b>Número de inversores</b> 2 * MPPT 50%</p> <p>1 unidad</p> <p><b>Potencia total:</b>                        15.0 kWca</p> <p><b>Voltaje de funcionamiento:</b> 160-950 V</p> <p><b>Potencia total del inversor</b></p>

<b>I mpp</b> 27 A	<b>Potencia total:</b> 15 kWca
<b>Potencia FV total</b>	<b>Núm. de inversores:</b> 1 Unidad
<b>Nominal (STC)</b> 15 kWp	<b>Proporción Pnom:</b> 1.02
<b>Total:</b> 28 módulos	
<b>Área del modulo:</b> 72.4 m <sup>2</sup>	
<b>Área celular:</b> 66.5 m <sup>2</sup>	

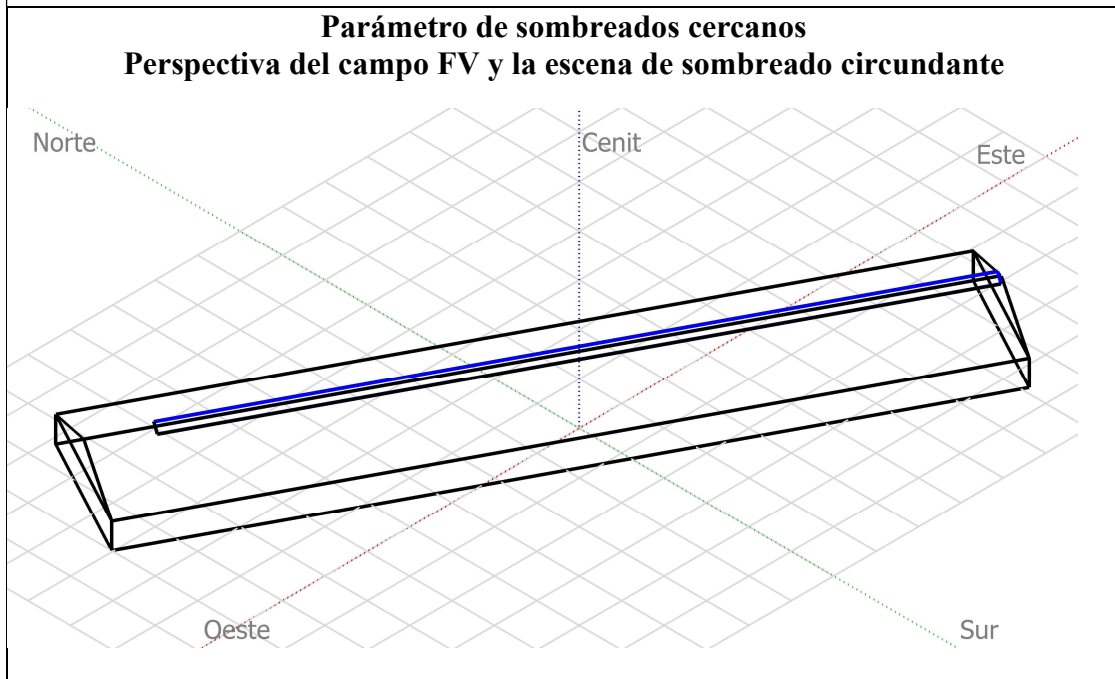
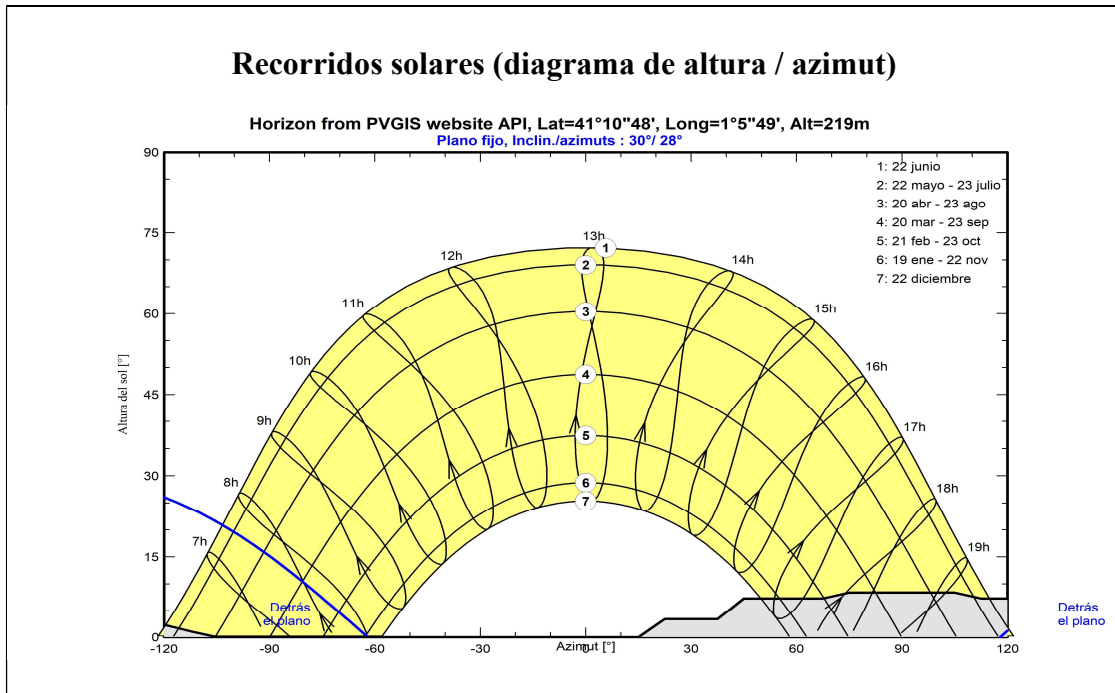
Pérdidas del conjunto								
<b>Factor de pérdida térmica</b>	<b>Pérdidas de cableado CC</b>							
Temperatura módulo según irradiancia	Res. conjunto global: 325 mΩ							
Uc (const): 29.0 W/m <sup>2</sup> K	Fracción de pérdida: 1.5 % en STC							
Uv (viento): 0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s								
<b>Pérdida de calidad módulo</b>								
Fracción de pérdida: -0.8 %								
<b>Pérdidas de desajuste de modulo</b>	<b>Pérdidas de desajuste de cadenas</b>							
Fracción de pérdida 2.0 % en MPP	Fracción de pérdida 0.1 %							
Factor de pérdida IAM								
<b>Efecto de incidencia (IAM):</b>								
Recubrimiento Fresnel AR, n(vidrio)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

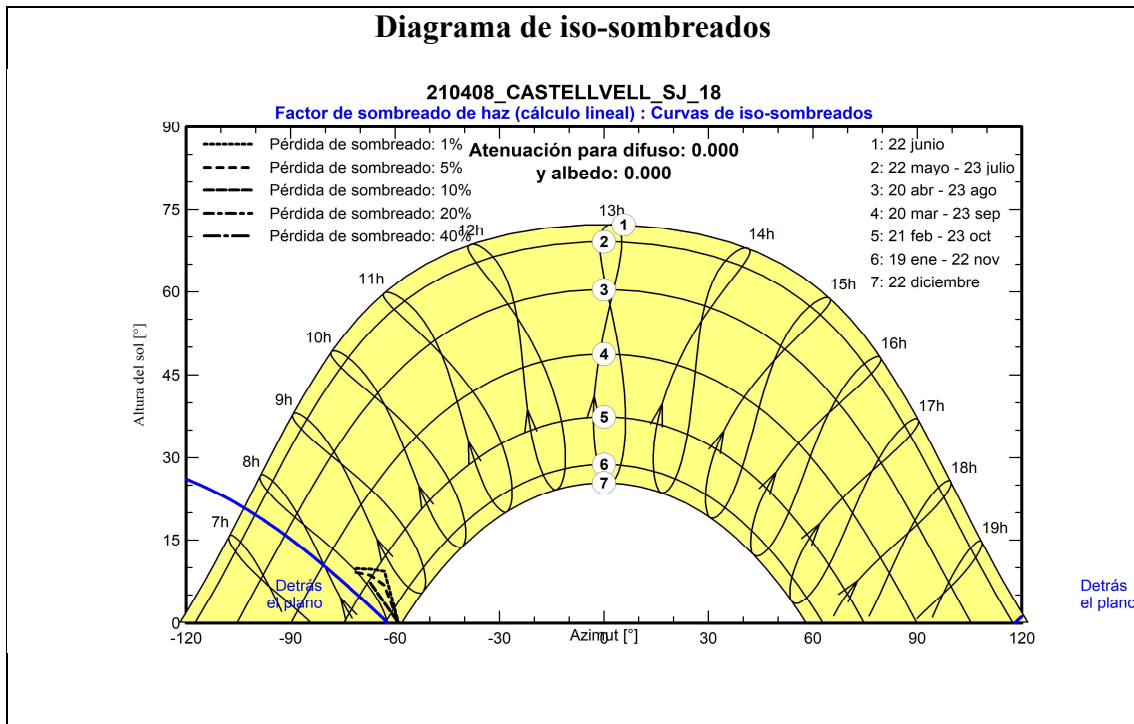
Pérdidas de cableado CA	
<b>Línea de salida del inv. hasta el punto de inyección</b>	
<b>Voltaje inversor:</b>	400 Vca tri
<b>Fracción de pérdida:</b>	0.2 % en STC
<b>Inversor:</b>	SUN2000-15KTL-M2
<b>Sección cables (1 Inv.)</b>	Cobre 1 x 3 x 6 mm <sup>2</sup>
<b>Longitud de los cables</b>	10 m

Definición del horizonte			
Altura promedio	3.7 °	Factor Albedo	0.82
Factor difuso	0.97	Fracción de albedo	100 %

### Perfil del Horizonte

Azimut [°]	-180	-173	-165	-158	-150	-143	-135	-120	-113	-105	15	23
Altura [°]	5.7	5.0	5.7	5.0	4.6	3.4	2.3	2.3	1.1	0.0	0.0	3.4
Azimut [°]	38	45	68	75	105	113	135	143	150	173	180	
Altura [°]	3.4	7.3	7.3	8.4	8.4	7.3	7.3	4.6	6.1	6.1	5.7	





### Resultados principales

#### Producción del sistema

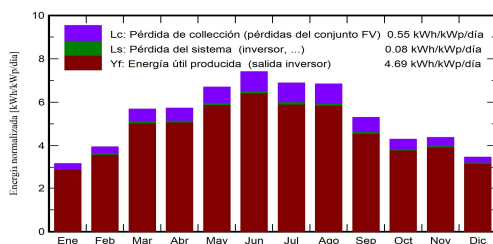
**Energía producida** 26.12 MWh/año

**Producción específica** 1712 kWh/kWp/año

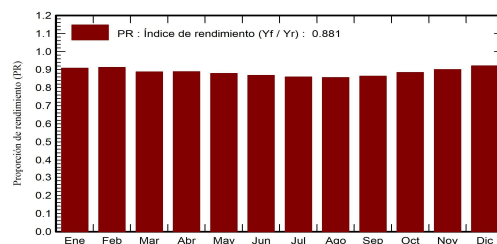
**Proporción de rendimiento (PR)** 88.10 %

**Fracción solar (SF)** 63.90 %

#### Producciones normalizadas (por kWp instalado)



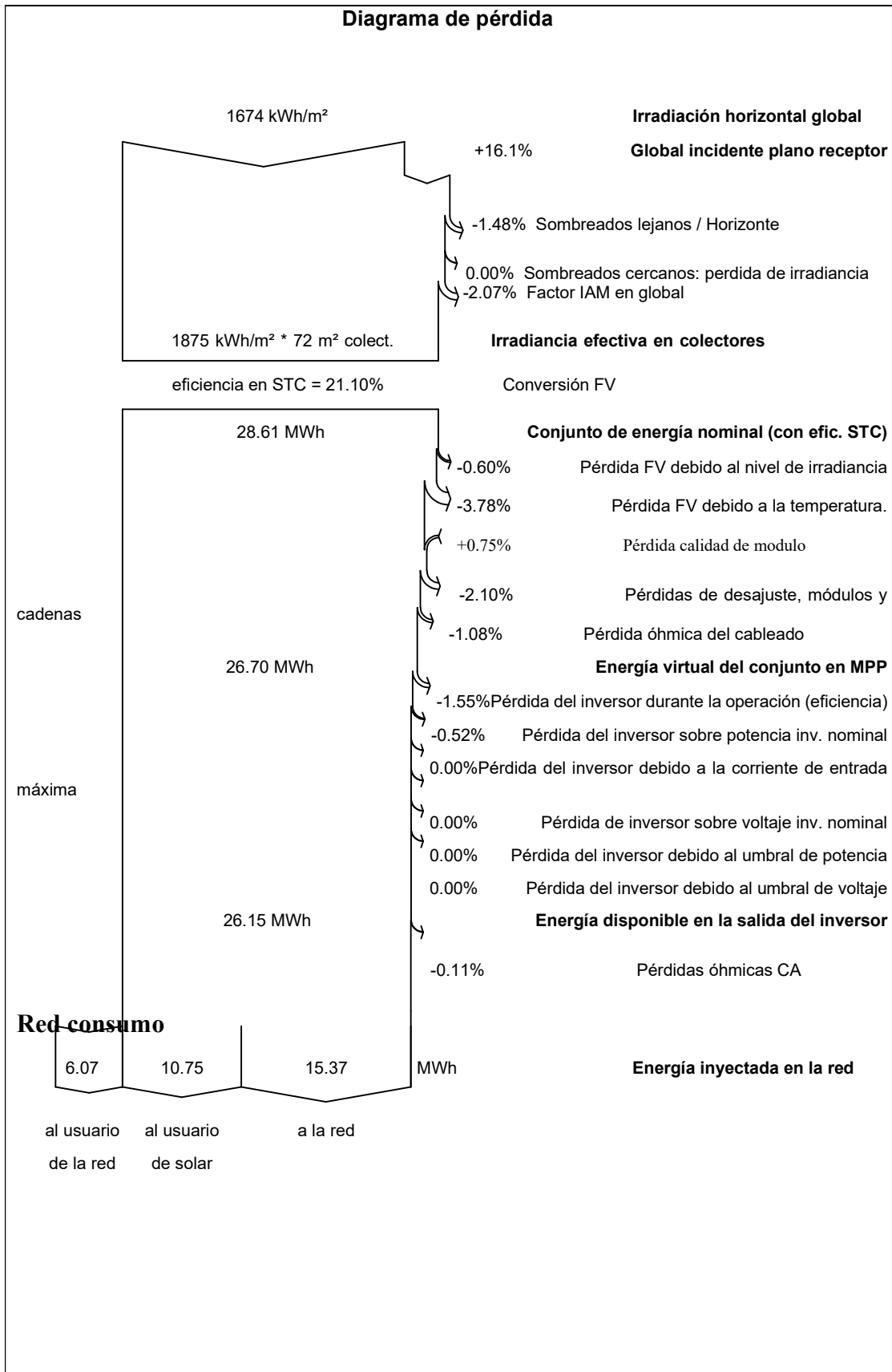
#### Proporción de rendimiento (PR)



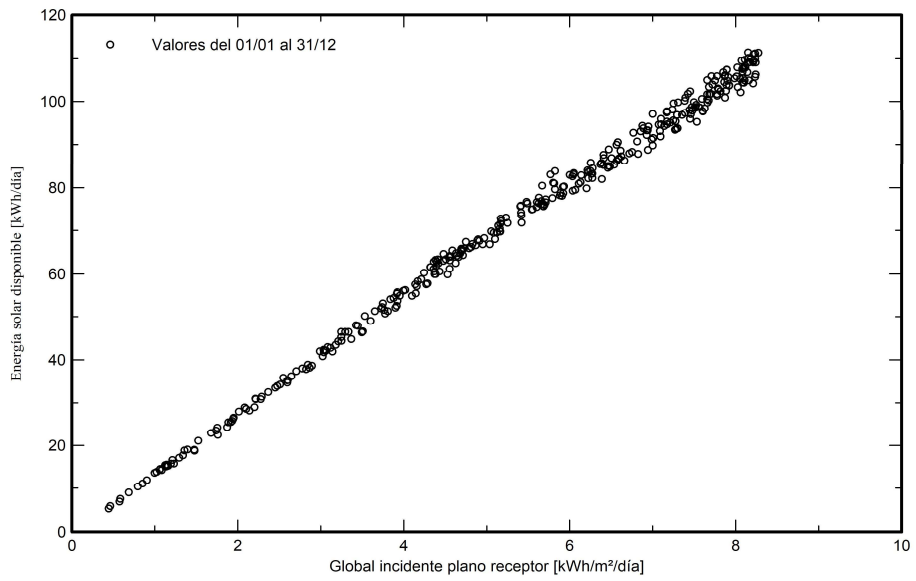
## Balances y resultados principales

	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>DiffHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>T_Amb</b> °C	<b>GlobInc</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>GlobEff</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>EArray</b> MWh	<b>E_User</b> MWh	<b>E_Solar</b> MWh	<b>E_Grid</b> MWh	<b>EFrGrid</b> MWh
<b>Enero</b>	63.9	28.20	10.75	98.3	93.9	1.387	1.480	0.662	0.700	0.818
<b>Febrero</b>	78.2	30.73	9.16	110.5	106.4	1.566	1.289	0.631	0.907	0.658
<b>Marzo</b>	142.2	49.96	11.89	176.3	169.7	2.427	1.419	0.940	1.449	0.479
<b>Abril</b>	158.9	59.60	13.09	171.9	166.0	2.369	1.355	0.943	1.386	0.412
<b>Mayo</b>	207.9	67.44	15.84	207.7	200.8	2.833	1.480	1.126	1.660	0.354
<b>Junio</b>	228.6	70.81	19.17	222.1	214.8	2.991	1.355	1.093	1.849	0.262
<b>Julio</b>	213.9	73.22	22.88	213.5	206.7	2.848	1.419	1.052	1.748	0.366
<b>Agosto</b>	197.2	60.34	23.94	212.1	205.3	2.817	1.480	1.077	1.695	0.403
<b>Septiembre</b>	138.5	55.67	21.78	158.9	153.1	2.130	1.294	0.869	1.225	0.425
<b>Octubre</b>	100.3	39.87	17.76	133.1	128.3	1.827	1.480	0.780	1.016	0.699
<b>Noviembre</b>	81.4	25.17	14.16	131.3	126.5	1.835	1.416	0.866	0.938	0.550
<b>Diciembre</b>	62.7	23.67	9.51	107.4	103.1	1.535	1.357	0.709	0.800	0.648
<b>Año</b>	1673.8	584.68	15.87	1942.9	1874.5	26.565	16.823	10.749	15.372	6.074

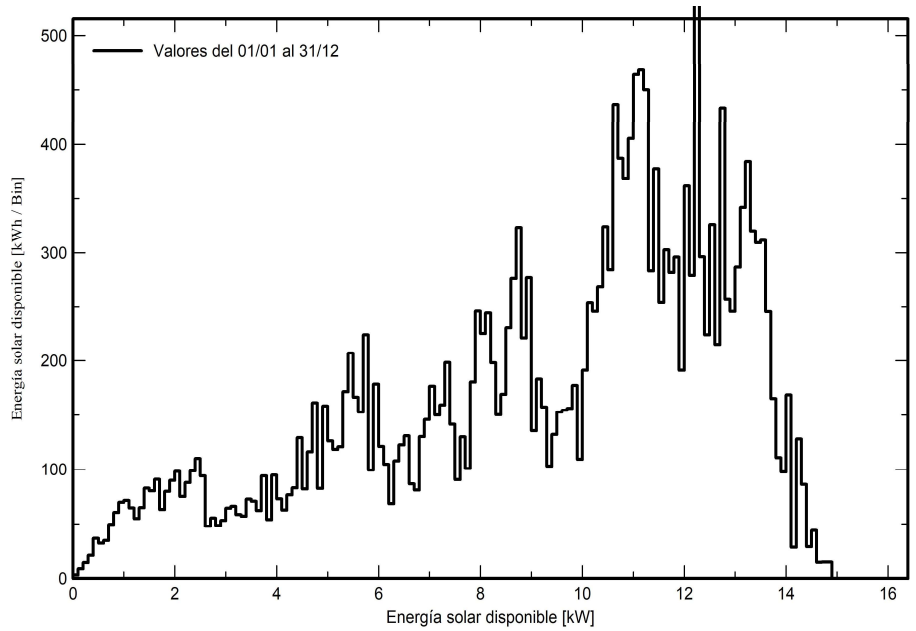
**Leyenda****GlobHor.** Irradiación horizontal global**DiffHor.** Irradiación difusa horizontal**T\_Amb.** Temperatura ambiente**GlobInc.** Global incidente plano receptor**GlobEff.** Global efectivo, corr. para IAM y sombreados**EFrGrid.** Energía de la red**EArray:** Energía efectiva a la salida del conjunto**E\_User.** Energía suministrada al usuario**E\_Solar.** Energía del sol**E\_Grid .** Energía inyectada en la red



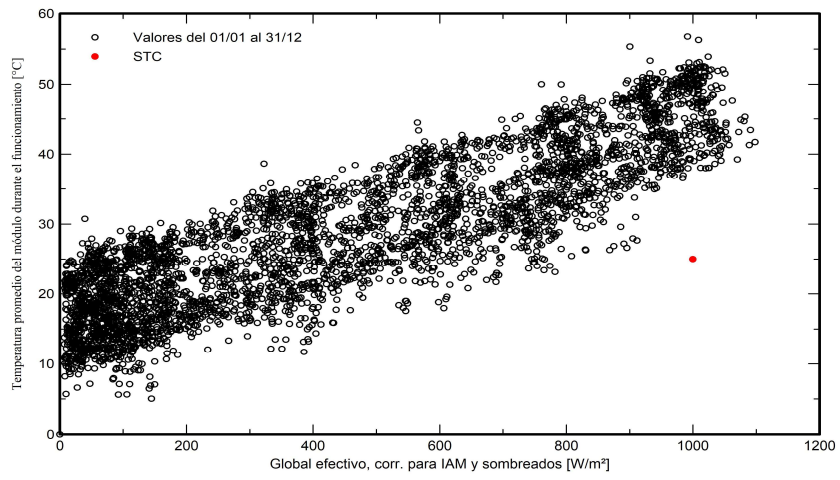
### Gráficos especiales Diagrama entrada/salida diaria



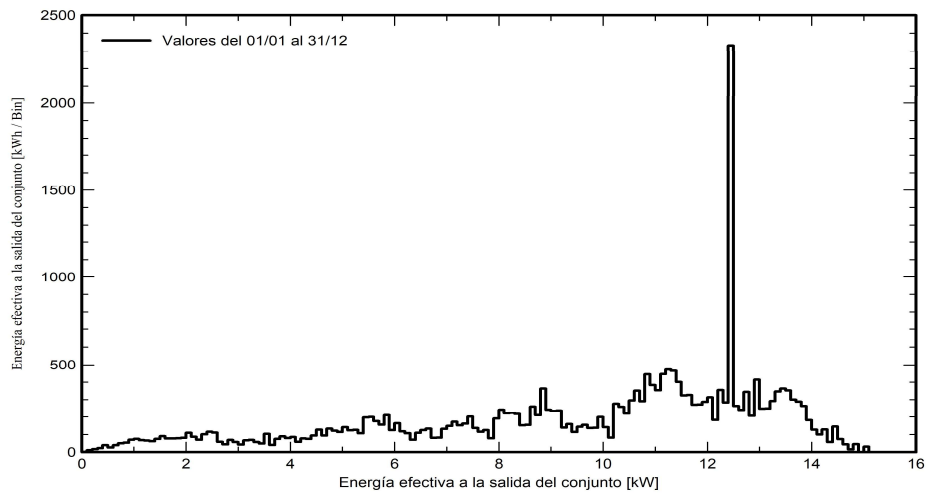
### Distribución de potencia de salida del sistema



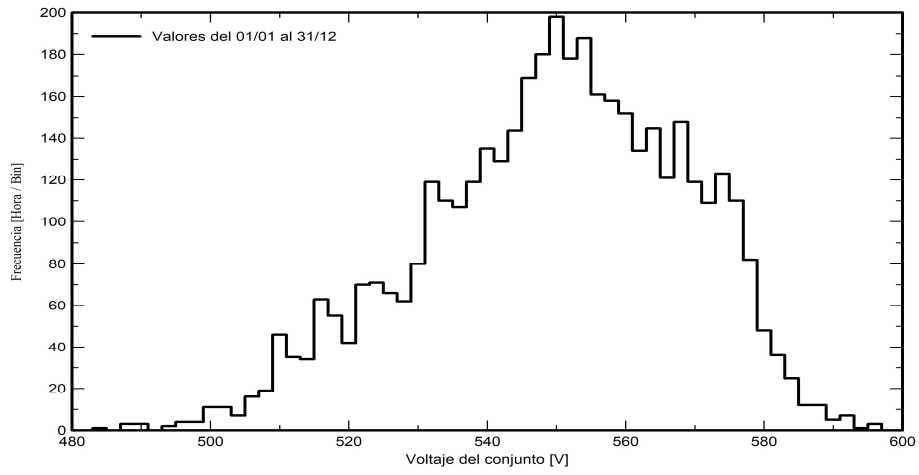
### Gráficos predefinidos Temperatura del conjunto vs irradiancia efectiva



### Distribución de la potencia del conjunto




### Gráficos predefinidos Distribución del voltaje del conjunto

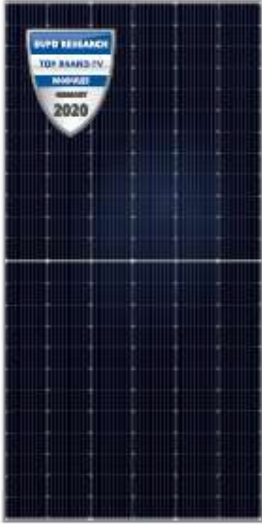


### **3.4. Fichas técnicas de los equipos.**


- Módulos FV.
- Fusible de CC.
- Portafusible seccionable CC.
- Cable CC.
- Inversor.
- Interruptor diferencial.
- Interruptor general automático.
- Cable derivación individual.
- Interruptor general de maniobra.
- Fusible derivación individual.
- Portafusible derivación individual.

### 3.4.1. Módulos FV






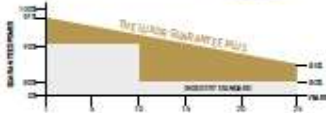
- + REDUCED LOSSES DURING PARTIAL SHADING
- + HIGHER YIELD: MORE REFLECTION ON CELL SURFACE
- + APPLICATIONS: ALL-ROUNDER FOR ALL SYSTEMS IN THE DIMENSIONS 1:2
- + ECO: ESPECIALLY ECONOMIC AND RELIABLE



15  
product guarantee




25  
power performance guarantee




**ECO LINE HALF CELL**  
**M144 / 525 - 545 W**

MONOCRYSTALLINE MODULE FAMILY


---




Longlife tested




Power proofed




Safety provided




Selection of components




Trace tracking degree




Performance surplus of 1.16% to 1.27%



100% PID free



Special packing to avoid micro cracks



German warranty

Luxor Solar GmbH | Kornbergstraße 29 | 70175 Stuttgart | Germany | T+49 711 89 888-999 | info@luxor-solar.com | www.luxor-solar.com

## ECO LINE HALF CELL M144 / 525 - 545W

Monocrystalline module family Module type LX - XXXM/103-144+ (XXX= Rated power P<sub>mpo</sub>)

Electrical data at STC	525.00	530.00	535.00	540.00	545.00
Rated power P <sub>mpo</sub> [Wp]	525.00	530.00	535.00	540.00	545.00
P <sub>mpo</sub> range [W]	521.49	526.49	531.49	536.49	541.49
Rated current I <sub>mpo</sub> [A]	12.92	13.00	13.07	13.15	13.22
Rated voltage V <sub>mpo</sub> [V]	40.64	40.80	40.95	41.10	41.24
Short-circuit current I <sub>sc</sub> [A]	13.64	13.73	13.80	13.89	13.94
Open-circuit voltage U <sub>oc</sub> [V]	48.75	48.92	49.10	49.28	49.45
Efficiency at STC up to	20.79%	20.99%	21.19%	21.38%	21.58%
Efficiency at 200 W/m <sup>2</sup>	20.29%	20.49%	20.69%	20.88%	21.07%

Electrical data at NOCT	525.00	530.00	535.00	540.00	545.00
Power at P <sub>mpo</sub> [Wp]	389.76	393.47	397.18	400.89	404.61
Rated current I <sub>mpo</sub> [A]	10.44	10.50	10.56	10.62	10.68
Rated voltage V <sub>mpo</sub> [V]	37.34	37.47	37.62	37.74	37.86
Short-circuit current I <sub>sc</sub> [A]	11.01	11.08	11.14	11.21	11.26
Open-circuit voltage U <sub>oc</sub> [V]	44.99	45.17	45.31	45.53	45.71

Specification at 20°C (reference test conditions) Irradiance: 1000W/m<sup>2</sup>; module temperature 20°C (±0.5K); AM=1.5  
 NOCT point (at operating air temperature) Irradiance: 800W/m<sup>2</sup>; module temperature 30°C (±0.5K); operating temperature  
 at 20°C (±0.5K); AM=1.5

Limiting values	
Max. system voltage [V]	1500 V
Max. return current [A]	25 A
Operating temperature	-40 to 80°C
Safety class	0
Max. bonded pin-cable load [kg]	5400
Max. bonded bracket load [kg]	2400

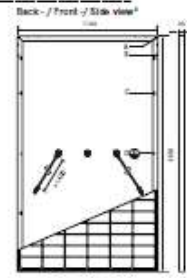
Temperature coefficient	
Temperature coefficient [V / (V · °C)] (P <sub>mpo</sub> )	-0.380%/°C   -0.049%/°C   -0.560%/°C

Specifications	
Number of cells (matrix)	144 (6 × 24)   182 mm × 91 mm
Module dimensions (L x W x H)   Weight	2254 mm × 1133 mm × 35 mm   26.5 kg
Front side glass	3.2 mm tempered, highly transparent, anti-reflection solar glass
Frame	Stainless, anodized aluminium frame
Junction box	M1 level IP67
Cable	Symmetrical cable length: 1.6 m and 1.4 m, 4 mm <sup>2</sup> solar cable
Diodes	2 Schottky Diodes
Connectors	MC4 crimp-clip (IP67)
Wind load (max. ballistics)	Ø 45 mm   impact velocity 32 m/s ± 0.2 km/h

The low calculations and the high value of the safety margin are not to be taken as a recommendation. Applications are subject to change without notice. We assume no liability for damage to equipment, data or power. For other related VDE, CE information please refer to the data sheet of each component to ensure correct use. A potential safety issue is the presence of the power cable connecting to the solar cable and the other cables. Further information is in the installation manual.

For specific electrical conditions see data sheet [www.eco-line.com/technical\\_data](http://www.eco-line.com/technical_data)  
 For more details see: [www.eco-line.com](http://www.eco-line.com)  
 For more information please contact us at [info@eco-line.com](mailto:info@eco-line.com)  
 A LOCALISED ADDRESS OF OUR COMPANY IS NOT AVAILABLE

Luxury our specialised company



Drilled holes<sup>2)</sup> A: 02 mounting  
 B: 02 mounting  
 C: 02 mounting  
 D: 02 mounting

### Electrical characteristics

Diagram 1: P<sub>mpo</sub> vs. V<sub>mpo</sub> (20°C)

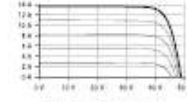
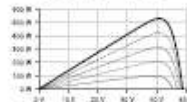


Diagram 2: P<sub>mpo</sub> vs. V<sub>mpo</sub> (NOCT)



Legend:  
 --- 525W/m<sup>2</sup>  
 --- 530W/m<sup>2</sup>  
 --- 535W/m<sup>2</sup>  
 --- 540W/m<sup>2</sup>  
 --- 545W/m<sup>2</sup>

IEC 61215  
 IEC 61730  
 CE  
 WEEE  
 RoHS

### 3.4.2. Fusible CC.



Cartucho fusible pv, 10x38 mm, 1000V, DC, 20 A  
 Cartucho fusible  
 pv, 10 x 8 mm,  
 1 000V, DC, 20 A

#### Características técnicas

Principales características eléctricas	
LF320PV	<u>e corte asignado</u> <span style="float: right;"><u>kA</u></span>
	Tensión asignada de empleo en alterna <span style="float: right;">0/1 000 v</span>
	Tipo de tensión de alimentación <span style="float: right;">DC</span>
	Tensión
	Tensión asignada de empleo en continua <span style="float: right;">0/1000 v</span>
	Corriente eléctrica
	Corriente asignada nominal <span style="float: right;">20 A</span>
	Fusible
	<u>Características del fusible</u> <span style="float: right;"><u>gPV</u></span>
	Tamaño del fusible <span style="float: right;">10.3 x 38</span>
	Potencia
	Potencia total disipada en condiciones de Intensidad nominal <span style="float: right;">2,9 w</span>
Condiciones de uso	
Temperatura de funcionamiento <span style="float: right;">-25 . 70 °c</span>	

Salvo modificaciones técnicas

### 3.4.3. Porta Fusible seccionable CC.

#### Hoja de datos del L502P




**Portafusibles PV. 10 x 38 mm. 2P. 1000V. DC.**

Portafusibles PV. 10 x 38 mm. 2P. 1000V. DC.

Características

**Arquitectura**

<b>L502P</b>	
Número de polos	2 P
Tipo de polos	2 P
<b>Mandos e indicadores</b>	
Piloto luminoso	No
<b>Conectividad</b>	
Alineamiento de los bornes superiores para aparatos modulares	Bornes alineados
<b>Principales características eléctricas</b>	
Tensión asignada de empleo en alterna	690/1000 V
Tipo de tensión de alimentación	DC
Frecuencia asignada	50/60 Hz
<b>Tensión</b>	
Tensión asignada de aislamiento	690 V
Tensión asignada de empleo en continua	1000 V
<b>Corriente eléctrica</b>	
Corriente asignada nominal	32 A
Corriente nominal del cartucho fusible	2/4/6/8/10/12/16/20 /25/32 A
<b>Coefficiente de corrección de la corriente</b>	
Coefficiente de corrección de corriente admisible de yuxtaposición >10 fases	0,7
Coefficiente de corrección de la corriente admisible yuxtaposición 1-3 fases.	1
Coefficiente de corrección de la corriente admisible yuxtaposición 4-6 fases.	0,9

Coefficiente de corrección de la corriente admisible yuxtaposición 7-9 fases.	0,85
Coefficiente de corrección de la corriente admisible a 40°C	0,9
	0,8
Frecuencia	50 a 60 Hz
<b>Potencia</b>	
Potencia total disipada en condiciones de Intensidad nominal	2,2 W
<b>Endurancia</b>	
Endurancia eléctrica en número de ciclos	2000
Endurancia mecánica en número de maniobras	4000
<b>Dimensiones</b>	
Profundidad del producto instalado	75 mm
Altura del producto instalado	77 mm
Anchura del producto instalado	35 mm
<b>Instalación, montaje</b>	
Par de apriete	2Nm
<b>Conexión</b>	
Sección de conexión en cable flexible	0,75 / 10 mm <sup>2</sup>
Sección de conexión en cable rígido	1/ 16 mm <sup>2</sup>
<b>Seguridad</b>	
Índice de protección IP	IP20
<b>Condiciones de uso</b>	
Temperatura de funcionamiento	-25 ... 50 °C
Grado de polución / IEC60664/IEC60947-2	3
Temperatura de almacenamiento/transporte	-25 ... 80 °C

---

---

**Temperatura**

Temperatura de calibración

Coeficiente.de corrección de la corriente admisible a 50°C

Coeficiente.de corrección de la corriente admisible a 20°C 1

Coeficiente.de corrección de la corriente admisible a 30°C 0,95

---

**Fusible**

Características del fusible gPV

Tamaño del fusible 10.3 x 38

### 3.4.4. Cable CC.





## TOPSOLAR® PV H1ZZZZ-K

**TÜV solar PV cable.**  
BASED ON: (EN 50618/ IEC 62930 / UTE C 32-502)

---

**DESIGN**



**Conductor**  
Class 5 (flexible) tinned copper, based on EN 60228 and IEC 60228.

**Insulation**  
Low smoke zero halogen (LSHF) cross linked rubber insulation.

**Outer sheath**  
Low smoke zero halogen (LSHF) cross linked rubber outer sheath, red or black colour.

---

**APPLICATIONS**

The Topsolar® PV H1ZZZZ-K cable, which is TÜV certified according to IEC 62930 and EN 50618, is suitable for both fixed and mobile solar installations (solar farms, rooftop solar installations and floating plants).

It is a highly flexible cable compatible with all major connectors and specially designed for the connection of photovoltaic panels. This versatile single-conductor cable is designed to meet the varying needs of the solar industry. Suitable for wet, damp and humid locations.

- Solar PV installations - string cable.

PV WIRE ALSO  
AVAILABLE



More information at: [www.topcable.com](http://www.topcable.com)

TOPSOLAR® PV H1ZZZZ-K

SOLAR CABLES

EN 50618-1:2016



**FEATURES**

- Electrical performance**  
 Low voltage 1,5/1,5 1kV (1,8) kV DC.  
 1,0/1,0 kV (U<sub>g</sub>/U).
- Based on**  
 EN 50618/ IEC 62930 / UTE C 32-502.
- Standards and approvals**  
 TÜV / RETIE / RoHS / CE.
- CPR (Construction Products Regulation)**  
 C<sub>ca</sub>-slb, d2, a1.
- Thermal performance**  
 Maximum service temperature: 120°C.  
 Maximum short-circuit temperature: 250°C (max. 5 s).  
 Minimum service temperature: -40°C (fixed and protected installations).
- Fire performance**  
 Flame non-propagation based on EN 60332-1 and IEC 60332-1-2.  
 Fire non-propagation based on EN 50399.  
 Reaction to fire CPR: C<sub>ca</sub>-slb, d2, a1, according to EN 50575.  
 LSHF (Low Smoke Zero Halogen) based on UNE-EN 60754-1 and IEC 60754-1.  
 Low smoke emission based on EN 61034 and IEC 61034: Light transmittance > 60%.  
 Low corrosive gases emission based on UNE-EN 60754-2 and IEC 60754-2.
- Mechanical performance**  
 Minimum bending radius: x5 cable diameter.  
 Impact resistance: AG2 Medium severity.
- Chemical performance**  
 Chemical & Oil resistance: Excellent.  
 Grease & mineral oils resistance: Excellent.  
**UV** UV Resistant based on EN 50618.  
**O<sub>3</sub>** Ozone resistant based on EN 50618.
- Water performance**  
 Water presence: AD8 submerged.
- Other**  
 Meter by meter marking.  
 Estimated lifetime 25 years based on EN 50618.  
 Optional: rodent proof and termite proof.
- Installation conditions**  
 Open Air.  
 Buried.  
 On conduit.
- Packaging**  
 Available in rolls (lengths of 100 m) and reels.

**SOLAR CABLES**

TOPSOLAR® PV  
H1ZZZ2-K



TOPSOLAR® PV  
H1ZZZ2-K DUAL




TOPSOLAR® PV  
AL 1500 V



TOPSOLAR® PV  
AL 2kV PV WIRE




### 3.4.5. Inversor.






**Seguridad activa**  
Protección contra arcos eléctricos activa con tecnología de IA.

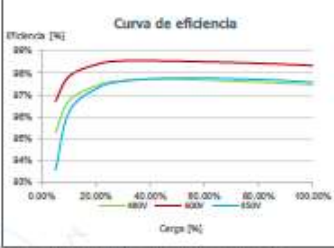


**Mayor rendimiento**  
Hasta un 30 % más de energía con optimizaciones 1



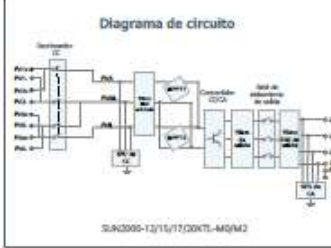
**Comunicación flexible**  
WiFi, Fast Ethernet, 4G. Comunicación soportada.

**Curva de eficiencia**




1) Solo aplicable al modelo SQA3000-12/15/17/20KTS-40/M2.

**Diagrama de circuito**



SQA3000-12/15/17/20KTS-40/M2



SUN2000-12/15/17/20KTL-M2  
Especificaciones técnicas

Especificaciones técnicas	SUN2000 -12KTL-M2	SUN2000 -15KTL-M2	SUN2000 -17KTL-M2	SUN2000 -20KTL-M2
<b>Eficiencia</b>				
Máxima eficiencia	98.50%	98.53%	98.65%	98.65%
Eficiencia europea ponderada	98.00%	98.33%	98.30%	98.30%
<b>Entrada</b>				
Potencia PV máxima de entrada <sup>1</sup>	10,000 Wp	22,500 Wp	25,500 Wp	30,000 Wp
Tensión máxima de entrada <sup>2</sup>	1,000 V			
Rango de tensión de operación <sup>3</sup>	100 V - 850 V			
Tensión de arranque	300 V			
Tensión nominal de entrada	800 V			
Intensidad de entrada máxima por MPPT	22 A			
Intensidad de cortocircuito máxima	30 A			
Cantidad de MPPTs	2			
Cantidad máxima de entradas por MPPT	2			
<b>Salida</b>				
Conexión a red eléctrica	Tres fases			
Potencia nominal activa de CA	12,000 W	15,000 W	17,000 W	20,000 W
Máx. potencia aparente de CA	13,200 VA	16,500 VA	18,700 VA	22,000 VA
Tensión nominal de Salida	230 V ac / 380 V ac, 230 V ac / 400 V ac, 3W + N + PE			
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz			
Máx. intensidad de salida	20 A	25.2 A	26.5 A	33.5 A
Factor de potencia ajustable	0,0 capacitivo ... 0,9 inductivo			
Máx. distorsión armónica total	± 3 %			
<b>Características y protecciones</b>				
Dispositivo de desconexión del lado de entrada	SI			
Protección anti-ÍFA	SI			
Protección contra sobretensión de CA	SI			
Protección contra cortocircuito de CA	SI			
Protección contra sobretensión de CA	SI			
Protección contra polaridad inversa CC	SI			
Protección contra descargas atmosféricas CC	SI			
Protección contra descargas atmosféricas CA	SI, Clase de protección TPO II compatible según EN / IEC 61643-11			
Modulación de corriente residual	SI			
Protección contra fallos de arco	SI			
Control del receptor Ripple	SI			
Recuperación integrada de PID <sup>4</sup>	SI			
<b>Datos generales</b>				
Rango de temperatura de operación	-25 ~ + 60 °C			
Humedad de operación realtiva	0 % RH - 100% RH			
Altitud de operación	0 - 4,000 m (diminución de la capacidad eléctrica a partir de los 2,000 m)			
Ventilación	Conexión natural			
Pantalla	LED indicators; WRT integrada + aplicación iSolarSolar			
Comunicación	RS485; WLAN / Ethernet a través de Smart Dongle-WiLAN-FE (Opcional)			
Peso (incluida mínima de montaje)	20 kg			
Dimensiones (incluida mínima de montaje)	625 x 670 x 160 mm			
Grado de protección	IP65			
Consumo de energía durante la noche	< 1,5 W <sup>5</sup>			
<b>Compatibilidad optimizadora</b>				
DC MIL-51 optimizador compatible	SUN2000-800V-P			

**Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)**

**Seguridad** EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2

**Estándares de conexión a red eléctrica** G99, G99, EN 50468, CEI 0-21, CEI 0-16, VDE-AR-N-4102, VDE-AR-4110, AS 4777.3, C10/T1, AEMT, VDE 2016, IEC 1899, IEC 603, IEC 6173, IEC 61737, IEC 62116, DINVA

1) Capacidad máxima de potencia de entrada del inversor en un 1000Vdc cuando las condiciones de prueba se cumplen en condiciones de prueba de laboratorio.  
 2) El rango de tensión máxima de entrada se aplica a partir del modo de CC. Cuando el modo DC de trabajo está en el primer nivel de potencia de trabajo.  
 3) Cuando el modo de operación de CC está en el rango de trabajo de funcionamiento normal, el modo de funcionamiento normal de funcionamiento de laboratorio.  
 4) El modo de operación de CC está en el rango de trabajo de funcionamiento normal de funcionamiento de laboratorio.  
 5) El consumo de energía durante la noche se refiere al modo de funcionamiento de laboratorio.

Version: SUN2000-12/15/17/20KTL-M2 | SOLAR-HUB800-100V/15V

### 3.4.6. Interruptor diferencial.

Hoja de características del producto **A9R35440**  
 iID 4P 40A 300mA-S A-SI  
 Características



**Principal**

Gama	Acti 9
Nombre del producto	Acti 9 iID
Tipo de producto o componente	Interruptor diferencial (RCCB)
Nombre corto del dispositivo	iID
Número de polos	4P
Posición de neutro	Inquieta
[In] Corriente nominal	40 A
Tipo de red	C.A.
Sensibilidad de fuga a tierra	300 mA
Relé de la protección contra fugas a tierra	Selectivo
Clase de protección contra fugas a tierra	Tipo A-SI

**Complementario**

Ubicación del dispositivo en el sistema	Salida
Frecuencia de red	50/60 Hz
[U <sub>n</sub> ] Tensión nominal de empleo	380...415 V AC 50/60 Hz
Tecnología de disparo corriente residual	Independiente de la tensión
Poder de conexión y de corte	I <sub>cn</sub> 1500 A I <sub>m</sub> 1500 A
Corriente condicional de cortocircuito	10 kA
[U <sub>sc</sub> ] Tensión nominal de aislamiento	500 V AC 50/60 Hz
[U <sub>imp</sub> ] Resistencia a picos de tensión	6 kV
Indicador de posición del conector	SI
Tipo de control	Maneta
Tipo de montaje	Ajustable en clip
Soporte de montaje	Carril DIN

09sep2011

v.3.3.0 | Registros

1

### 3.4.7. Interruptor general Automático.

Hoja de características del producto  
Características

A9F79425  
Magnetotérmico, Acti9 iC60N, 4P, 25 A, C curva,  
6000 A (IEC 60898-1), 10 kA (IEC 60947-2)



**Principales**

Aplicación del dispositivo	Distribución
Gama	Acti 9
Nombre del producto	Acti 9 iC60
Tipo de producto o componente	Interruptor automático en miniatura
Nombre corto del dispositivo	iC60N
Número de polos	4P
Número de polos protegidos	4
(n) Corriente nominal	25 A
Tipo de red	C.A.
Tecnología de unidad de disparo	Térmico-magnético
Código de curva	C
Capacidad de corte	5000 A Icn en 400 V C.A. 50/60 Hz acorde a ENIEC 60898-1 35 kA Icu at 12...60 V AC 50/60 Hz conforming to ENIEC 60947-2 10 kA Icu en 380...415 V C.A. 50/60 Hz acorde a ENIEC 60947-2 20 kA Icu en 220...240 V C.A. 50/60 Hz acorde a ENIEC 60947-2 5 kA Icu at 440 V AC 50/60 Hz conforming to ENIEC 60947-2 35 kA Icu at 100...130 V AC 50/60 Hz conforming to ENIEC 60947-2 10 kA Icu en $\approx$ 250 V CC acorde a ENIEC 60947-2
Categoría de empleo	Categoría A acorde a EN 60947-2 Categoría A acorde a IEC 60947-2
Poder de accionamiento	Yes conforming to EN 60898-1 Yes conforming to EN 60947-2 Yes conforming to IEC 60898-1 Yes conforming to IEC 60947-2
Normas	IEC 60898-1 EN 60947-2 IEC 60947-2 EN 60996-1

85494201

www.schneider.com

1



### 5.1 Conductor.

Conductor flexible de hilos de cobre electrolítico recocido, formación clase 5 según la norma UNE-EN 60228<sup>5</sup>.

### 5.2 Aislamiento.

Aislamiento de poliolefina ignifugada, de baja emisión de humos y libre de halógenos, tipo TIZ1 según la norma UNE 211002.

Los colores standard son:

- azul RAL 5015
- marrón " 8002
- negro " 9011
- gris " 7046
- amarillo/verde " 1021 / 6028
- rojo " 3000

Otros colores bajo demanda.

### 5.3 Esquema.



<sup>4</sup> Según EN 61034.

<sup>5</sup> UNE-EN 60228: Conductores de cables aislados.

## 6.- INTENSIDADES ADMISIBLES:

### 6.1 Intensidades admisibles en servicio normal.

En la tabla 1 se indican las intensidades máximas y la caída de tensión detalladas para cada cable.

Las intensidades, en amperios, se han calculado según la norma UNE 20460<sup>4</sup>/IEC 60364-5-52, en las condiciones que se indican a continuación:

- Instalación al aire: dos o tres conductores en el interior de un tubo colocado sobre una pared y una temperatura ambiente de 30 °C. (método de ref. B1).

Para condiciones de instalación diferentes hay que aplicar los factores de corrección adecuados (ver apartado 6.3).

La caída de tensión, en voltios por amperio y km, es la máxima que se puede presentar.

Se ha calculado a la temperatura máxima del conductor, circuito monofásico y  $\cos \phi = 1$ .

Sección (mm <sup>2</sup> )	Intensidad (A)		Caída Tensión (V/A·km)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Intensidad (A)		Caída Tensión (V/A·km)
	2 cond.	3 cond.			2 cond.	3 cond.	
1 x 0,75	11	-	62,4	1 x 35	125	110	1,33
1 x 1	14	-	46,8	1 x 50	151	134	0,926
1 x 1,5	17,5	15,5	31,9	1 x 70	192	171	0,653
1 x 2,5	24	21	19,2	1 x 95	232	207	0,494
1 x 4	32	28	11,9	1 x 120	269	239	0,386
1 x 6	41	36	7,92	1 x 150	309	275	0,310
1 x 10	57	50	4,58	1 x 185	353	314	0,254
1 x 16	76	68	2,90	1 x 240	415	370	0,192
1 x 25	101	89	1,87				

Tabla 1

## 6.2 Intensidades admisibles en cortocircuito.

La corriente máxima que puede soportar un cable en cortocircuito depende del tiempo de respuesta de los dispositivos de protección. Para calcular la intensidad admisible hay que multiplicar la sección nominal del cable por la densidad de corriente de la tabla 2, según la norma UNE 21192<sup>5</sup>/IEC 949.

Tiempo (s)	0,1	0,2	0,3	0,5	1	1,5	2	2,5	3
A/mm <sup>2</sup>	364	257	210	163	115	94	81	73	66

Tabla 2

## 6.3 Factores de corrección.

Las intensidades admisibles se han de multiplicar por los factores de corrección adecuados cuando las condiciones de instalación difieran de las indicadas en el punto 6.1.

Cuando la temperatura máxima del ambiente sea diferente de 30 °C se aplicarán los factores de la tabla 3.

<sup>4</sup> UNE 20460: Instalaciones eléctricas en edificios.

<sup>5</sup> UNE 21192: Cálculo de las intensidades de cortocircuito técnicamente admisibles, teniendo en cuenta los efectos del calentamiento no adiabático.

T. aire (°C)	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Factor	1,12	1,06	1	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61	0,50

Tabla 3

## 7.- DIMENSIONES:

En la tabla 4 se indican los diámetros y pesos detallados para cada cable.

Sección (mm <sup>2</sup> )	Diámetro (mm)	Peso (kg/km)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Diámetro (mm)	Peso (kg/km)
1 x 0,75	2,3	11	1 x 35	9,9	336
1 x 1	2,5	13	1 x 50	11,8	476
1 x 1,5	2,9	19	1 x 70	13,5	657
1 x 2,5	3,5	30	1 x 95	15,6	873
1 x 4	4,1	44	1 x 120	17,0	1096
1 x 6	4,6	62	1 x 150	18,9	1375
1 x 10	6,0	106	1 x 185	21,5	1678
1 x 16	6,9	157	1 x 240	24,5	2205
1 x 25	8,8	246			

Tabla 4

### 3.4.9. Interruptor General de Maniobra.

Hoja de características del producto **28901**  
**INTERPACT INS40 4P**  
 Características



**Principal**

Gama	Compact
Nombre del producto	Compact INS
Tipo de producto o componente	Interruptor seccionador
Número de polos	4P
Tipo de red	CC C.A.
Frecuencia de red	50/60 Hz
[Ie] Corriente nominal de empleo	AC-22A, estado 1 40 A C.A., 50/60 Hz 220/240 V AC-22A, estado 1 40 A C.A., 50/60 Hz 380/415 V AC-22A, estado 1 40 A C.A., 50/60 Hz 440/480 V AC-22A, estado 1 40 A C.A., 50/60 Hz 500 V AC-23A, estado 1 32 A C.A., 50/60 Hz 500 V AC-23A, estado 1 40 A C.A., 50/60 Hz 220/240 V AC-23A, estado 1 40 A C.A., 50/60 Hz 380/415 V AC-23A, estado 1 40 A C.A., 50/60 Hz 440/480 V DC-22A, estado 1 40 A CC 125 V 2 polos en serie DC-23A, estado 1 40 A CC 125 V 2 polos en serie DC-22A, estado 1 40 A CC 250 V 4 polos en serie DC-23A, estado 1 40 A CC 250 V 4 polos en serie
Clase de construcción	3
Clase de prueba	IP
Indicador de posición del contacto	SI
Posición de desconexión	Ver
[U <sub>pol</sub> ] Tensión de aislamiento	320 V DC 800 V C.A. 20/30 Hz
[U <sub>pol</sub> ] Tensión de aislamiento de los polos	800 V C.A. 20/30 Hz 1000 V C.A. 20/30 Hz
[U <sub>pol</sub> ] Tensión de aislamiento de los polos en serie	40 V AC 50 °C 80 V DC
[I <sub>sc</sub> ] Capacidad de corte	8 kA
[U <sub>pol</sub> ] Tensión de aislamiento de los polos en serie	800 V C.A. 20/30 Hz

### 3.4.10. Fusible derivación individual.

Hoja de características del producto **DF2CA25**  
Características Fusibles de cartucho NFC, Tesys GS, cilíndrico  
 10 mm x 38 mm, fusible tipo aM, 400 VCA, 25 A, sin percutor



**Principal**


Gama de producto	Seccionador-fusible Tesys
Tipo de producto o componente	Cartucho fusible
Nombre corto del dispositivo	DF2
[Ue] Tensión nominal de empleo	400 V C.A.
Tamaño de fusible	10 x 38 mm
Tipo de fusible	NFC
Cantidad por juego	Juego de 10

**Complementario**

[In] Corriente nominal	25 A 400 V
Curva del fusible	AM
Peso del producto	0,01 kg

### 3.4.11. Portafusible DI.

Hoja de datos del producto  
LSN504



LSN504

**Portafusibles seccionable tipo L38 3P+N 32A 690V**

**Características técnicas**

**Arquitectura**

Posición del neutro	Izquierda
Número de polos	4 P
Tipo de polos	3P+N
Montaje	rail DIN

**Funciones**

Con corte del neutro	no
----------------------	----

**Principales características eléctricas**

Tensión asignada de empleo en alterna	690 V
Tipo de tensión de alimentación	AC/DC

**Tensión**

Tensión asignada de aislamiento	1000 V
Tensión soportada al impulso asignada	6000 V

**Corriente eléctrica**

Corriente asignada nominal	32 A
Corriente nominal del cartucho fusible	2/4/6/8/10/12/16/20/25/32 A
Corriente asignada a -10°C según IEC 60947	32 A
Corriente asignada a -20°C según IEC 60947	32 A
Corriente asignada a 0°C según IEC 60947	32 A
Corriente asignada a 10°C según IEC 60947	32 A
Corriente asignada a 20°C según IEC 60947	32 A
Corriente asignada a 30°C según IEC 60947	32 A
Corriente asignada a 40°C según IEC 60947	30,4 A
Corriente asignada a 50°C según IEC 60947	28,8 A
Corriente asignada a 60°C según IEC 60947	25,6 A
Corriente asignada a 70°C según IEC 60947	20,8 A

**Coefficiente de corrección de la corriente**

Coefficiente de corrección de la corriente nominal para 2 aparatos yuxtapuestos:	1
Coefficiente de corrección de la corriente nominal para 3 aparatos yuxtapuestos:	1
Coefficiente de corrección de la corriente para 4 y 5 aparatos yuxtapuestos:	0,9
Coefficiente de corrección de la corriente nominal para 6 aparatos yuxtapuestos:	0,9

**Fusible**

Características del fusible	gF
Tamaño del fusible	10 x 38

**Cálculo y Diseño de una micro-central fotovoltaica y mejora de la  
instalación eléctrica existente en un taller mecánico**

**4. PLANOS.**



UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI

**Tarragona**

**2021**

#### 4.1. Índice de planos.

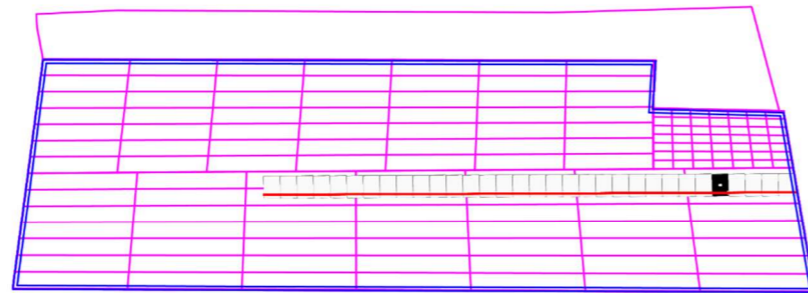
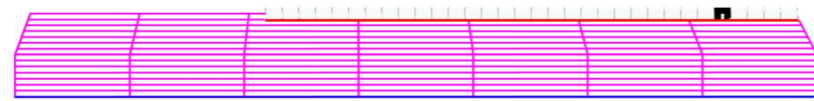
4.	PLANOS.....	105
4.1.	Índice de planos. ....	106
4.2.	Plano de situación y emplazamiento.....	107
4.3.	Plano emplazamiento de los Módulos FV .....	110
4.4.	Plano perspectiva S-O módulos FV.....	112
4.5.	Esquema instalación FV. ....	114

## **4.2. Plano de situación y emplazamiento**



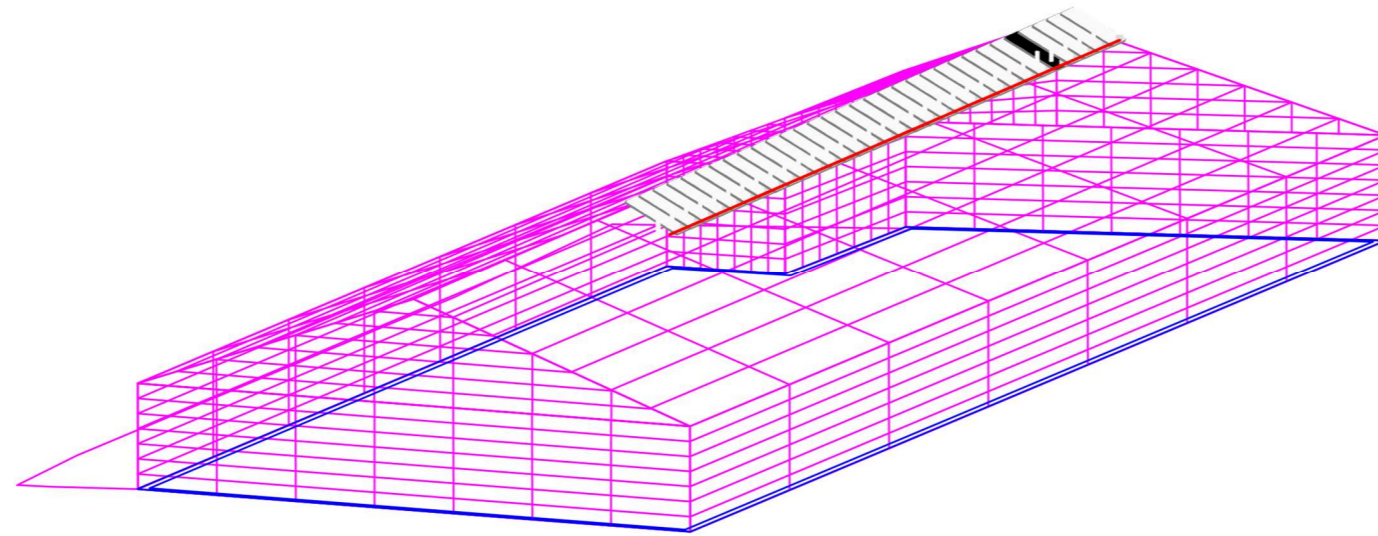
	Fecha	Nombre	UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI TRABAJO FINAL DE GRADO
Dibujado			
Comprovado S.normas			
Escala	SITUACIÓN/EMPLAZAMIENTO		Nº 1
			Sustituye a Sustituido por

### **4.3. Plano emplazamiento de los Módulos FV**



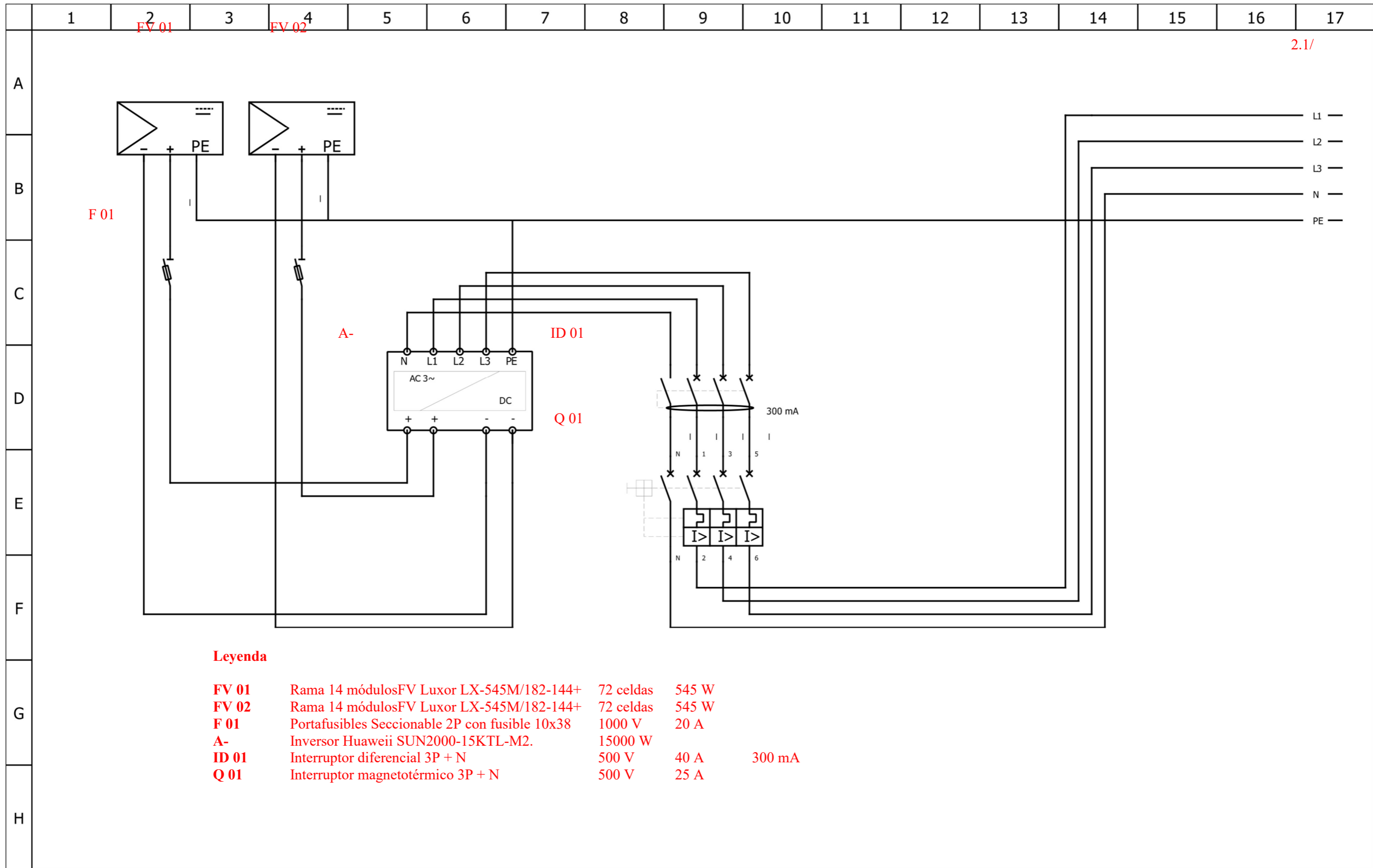
<i>Dibujado</i>	<i>Fecha</i>	<i>Nombre</i>	<i>UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI</i> <i>TRABAJO FINAL DE GRADO</i>
<i>Comprovada</i>			
<i>S.normas</i>			
<i>Escala</i> 1:500	<i>Emplazamiento</i> <i>módulos FV</i>		<i>Nº2</i>
			<i>Sustituye a</i>
			<i>Sustituido por</i>

#### **4.4. Plano perspectiva S-O módulos FV.**



<i>Dibujado</i>	<i>Fecha</i>	<i>Nombre</i>	<i>UNIVERSIDAD ROVIRA I VIRGILI</i> <i>TRABAJO FINAL DE GRADO</i>
<i>Comprovado</i>			
<i>S.normas</i>			
<i>Escala</i> 1:200	<i>Perspectiva S-0</i> <i>módulos FV</i>		<i>Nº 3</i>
			<i>Sustituye a</i>
			<i>Sustituido por</i>

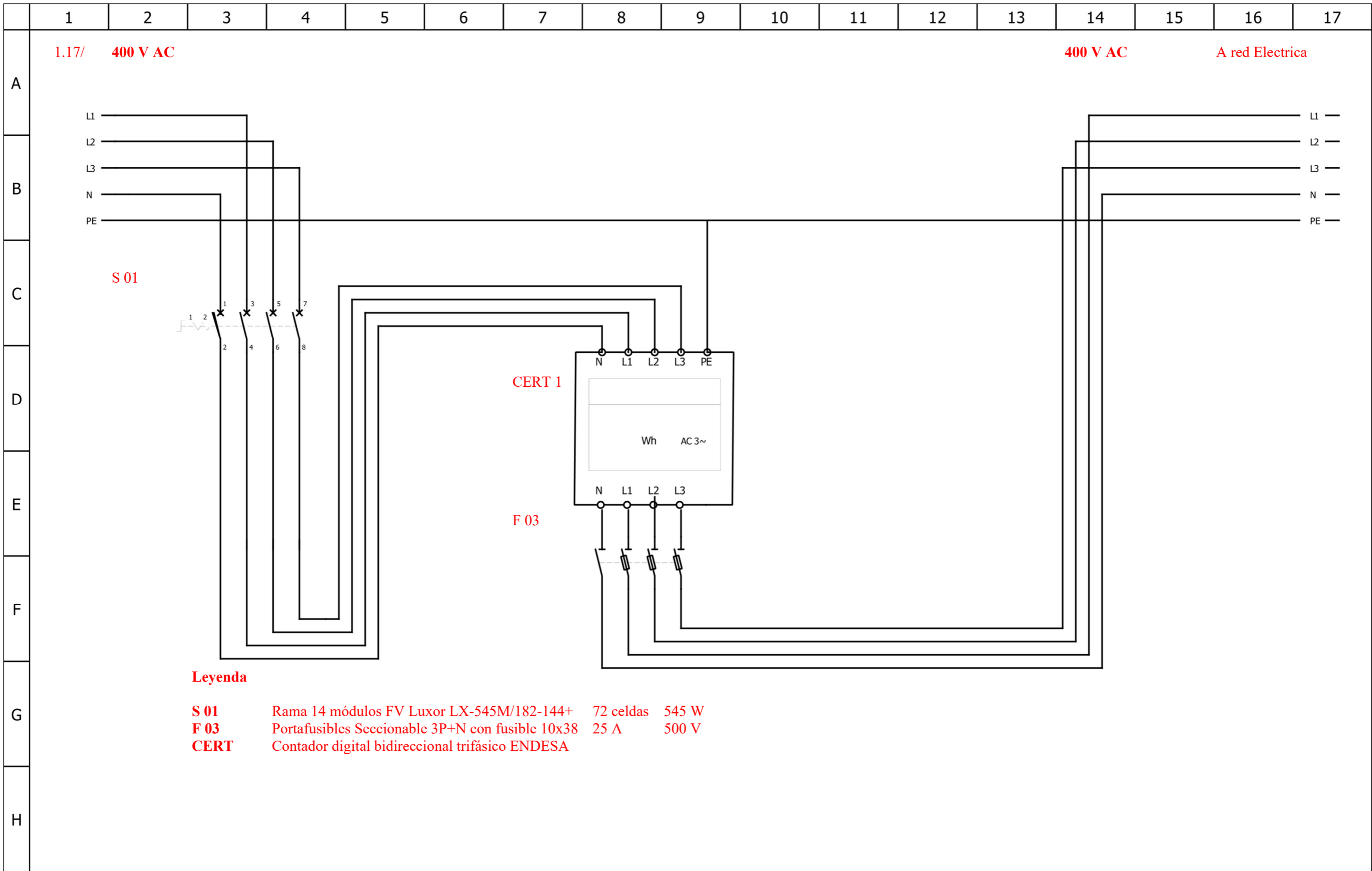
## **4.5. Esquema instalación FV.**



**Leyenda**

<b>FV 01</b>	Rama 14 módulos FV Luxor LX-545M/182-144+	72 celdas	545 W		
<b>FV 02</b>	Rama 14 módulos FV Luxor LX-545M/182-144+	72 celdas	545 W		
<b>F 01</b>	Portafusibles Seccionable 2P con fusible 10x38	1000 V	20 A		
<b>A-</b>	Inversor Huawei SUN2000-15KTL-M2.	15000 W			
<b>ID 01</b>	Interruptor diferencial 3P + N	500 V	40 A	300 mA	
<b>Q 01</b>	Interruptor magnetotérmico 3P + N	500 V	25 A		

Autor:  
Fecha:



Autor:

Fecha:

*UNIVERSIDAD ROVIRA I VIRGILI*

*TRABAJO FINAL DE GRADO*

Archivo:

Folio: 2/2

**Cálculo y Diseño de una micro-central fotovoltaica y mejora de la instalación eléctrica existente en un taller mecánico**

**5. PLIEGO DE CONDICIONES.**



UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI

**Tarragona**

**2021**

## 5.1. Índice pliego de conciones.

5.	PLIEGO DE CONDICIONES.	117
5.1.	Índice pliego de conciones.	118
5.1.	Generalidades.	122
5.2.	Definiciones.	122
5.3.	Objeto.	125
5.4.	PLIEGO DE CLÁUSULAS ADMINISTRATIVAS.	125
5.4.1.	Disposiciones generales.	125
5.4.1.1.	Naturaleza y objeto del pliego general.	125
5.4.1.2.	Documentación y contrato de la obra.	126
5.4.2.	Disposiciones facultativas.	126
5.4.2.1.	Delimitación general de funciones técnicas.	126
5.4.2.1.1.	Delimitación de funciones de los agentes intervinientes.	126
5.4.2.1.2.	PROMOTOR.	127
5.4.2.1.3.	PROYECTISTA.	127
5.4.2.1.4.	INSTALADOR.	127
5.4.2.2.	Responsabilidad civil de los agentes que intervienen en el proceso de la edificación.	128
5.4.2.2.1.	Daños materiales.	128
5.4.2.2.2.	Responsabilidad civil.	128
5.4.2.3.	De la instalación solar fotovoltaica.	129
5.4.2.3.1.	Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento.	129
5.4.2.3.1.1.	Generalidades.	129
5.4.2.3.1.2.	Programa de mantenimiento.	129
5.4.2.3.2.	Garantías.	130
5.4.3.	Disposiciones económicas.	131
5.4.3.1.	Principio general.	131
5.4.3.2.	Fianzas.	132
5.4.3.2.1.	Ejecución de trabajos con cargo a la fianza.	132
5.4.3.2.2.	Devolución de fianzas.	132
5.4.3.2.3.	Devolución de la fianza en el caso de efectuarse recepciones parciales.	132
5.4.3.3.	De los precios.	133

5.4.3.3.1.	Composición de los precios unitarios. ....	133
5.4.3.3.2.	Precios de contrata. Importe de contrata. ....	134
5.4.3.3.3.	Formas tradicionales de medir o de aplicar los precios. ....	134
5.4.3.4.	Valoración y abono de los trabajos. ....	134
5.4.3.4.1.	Formas de abono. ....	134
5.4.3.4.2.	Mejoras de obras libremente ejecutadas. ....	134
5.4.3.4.3.	Abono de trabajos presupuestados con partida alzada. ....	135
5.4.3.4.4.	Pagos. ....	135
5.5.	PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS PARTICULARES. ....	136
5.5.1.	Condiciones que han de cumplir los materiales. ....	136
5.5.1.1.	Procedencia de los materiales. ....	136
5.5.1.2.	Conductores eléctricos. ....	136
5.5.1.3.	Tuberías de polietileno. ....	136
5.5.2.	Condiciones y ejecución de las unidades de instalaciones. ....	137
5.5.2.1.	Instalación de electricidad. ....	137
5.5.2.1.1.	Conductores y otros elementos eléctricos. ....	137
5.5.2.1.1.1.	Calidad de los materiales. ....	137
5.5.2.1.1.1.1.	Generalidades. ....	137
5.5.2.1.1.1.2.	Conductores eléctricos. ....	137
5.5.2.1.1.1.3.	Conductores de neutro. ....	137
5.5.2.1.1.1.4.	Conductores de protección. ....	138
5.5.2.1.1.1.5.	Identificación de los conductores. ....	138
5.5.2.1.1.1.6.	Tubos protectores. ....	138
5.5.2.1.2.	Normas de ejecución de las instalaciones. ....	139
5.5.2.1.2.1.	Colocación de tubos. ....	139
5.5.2.1.2.2.	Cajas de empalme y derivación. ....	141
5.5.2.1.2.3.	Aparatos de mando y maniobra. ....	141
5.5.2.1.2.4.	Aparatos de protección. ....	142
5.5.2.1.2.5.	Instalación en cuartos de baño y aseos. ....	146
5.5.2.1.2.6.	Red equipotencial. ....	147
5.5.2.1.2.7.	Instalación de puesta a tierra. ....	148
5.5.2.1.2.8.	Alumbrado. ....	149
5.5.2.1.3.	Pruebas reglamentarias. ....	150
5.5.2.1.3.1.	Comprobación de la puesta a tierra. ....	150

5.5.2.1.3.2.	Resistencia de aislamiento.....	150
5.5.2.1.4.	Condiciones de uso, mantenimiento y seguridad.....	150
5.5.2.1.5.	Certificados y documentación.....	151
5.5.2.1.6.	Libro de órdenes. ....	151
5.5.2.2.	Instalación Fotovoltaica conectada a red.....	151
5.5.2.2.1.	Diseño del generador fotovoltaico. ....	151
5.5.2.2.1.1.	Generalidades. ....	151
5.5.2.2.1.2.	Orientación e inclinación y sombras. ....	152
5.5.2.2.2.	Diseño del sistema de monitorización. ....	152
5.5.2.2.3.	Integración arquitectónica.....	153
5.5.2.2.4.	Componentes y materiales. ....	153
5.5.2.2.4.1.	Generalidades. ....	154
5.5.2.2.4.2.	Sistemas generadores fotovoltaicos.....	155
5.5.2.2.4.3.	Estructura del soporte. ....	156
5.5.2.2.4.4.	Inversores.....	157
5.5.2.2.4.5.	Cableado. ....	158
5.5.2.2.4.6.	Conexión a red.....	159
5.5.2.2.4.7.	Medidas. ....	159
5.5.2.2.4.8.	Protecciones.....	159
5.5.2.2.4.9.	Puesta a tierra de las instalaciones FV.....	159
5.5.2.2.4.10.	Armónicos y compatibilidad electromagnética. ....	160
5.5.2.2.4.11.	Medidas de Seguridad. ....	160
5.5.2.2.5.	Recepción y pruebas. ....	160
5.5.2.2.6.	Cálculo de la producción anual esperada.....	162
5.5.2.3.	Instalación de ventilación. ....	163
5.6.	Anexos .....	163
5.6.1.	Anexo 1. Medida de la potencia instalada de una central fotovoltaica conectada a la red eléctrica. ....	163
5.6.1.1.	Introducción.....	163
5.6.1.2.	Procedimiento de medida. ....	163
5.6.2.	Anexo 2. Calculo de las perdidas por orientación e inclinación del generador distinta a la óptima. ....	166
5.6.2.1.	Introducción.....	166
5.6.2.2.	Procedimiento.....	167

5.6.3.	Anexo 3. Cálculo de las pérdidas de radiación solar por sombras. ....	168
5.6.3.1.	Objeto. ....	168
5.6.3.2.	Descripción del método. ....	168
5.6.3.2.1.	Obtención del perfil de obstáculos.....	168
5.6.3.2.2.	Representación del perfil de obstáculos.....	168
5.6.3.2.3.	Selección de la tabla de referencia para obstáculos. ....	169
5.6.3.2.4.	Cálculo final.....	169
5.6.4.	Anexo 4. DB-SI Seguridad en caso de incendio. ....	169

## 5.1. Generalidades.

El presente capítulo ha sido refundido del pliego de condiciones eléctricas proporcionado por el MITMA. También se han tenido en cuenta las directrices del IDAE para incluirlas en el pliego de condiciones.

El Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana (MITMA) de España es el ministerio se encarga de las infraestructuras de transporte terrestre, aéreo y marítimo.

Con el propósito de adaptar la instalación de la nave a la normativa aplicable se han revisado los requerimientos del presente pliego en la instalación. También han sido adaptados los puntos relativos a la instalación para el caso particular.

Este pliego podrá servir como guía técnica para la ejecución del proyecto. En la Memoria de Diseño se incluirán las características de la instalación.

En todo caso serán de aplicación todas las normativas que afecten a instalaciones solares fotovoltaicas, en particular las descritas en la memoria del proyecto.

## 5.2. Definiciones.

**Cable.** Conjunto constituido por uno o varios conductores aislados, su eventual revestimiento individual, la eventual protección del conjunto, el o los eventuales revestimientos de protección que se dispongan. Pueden tener, además, uno o varios conductores no aislados.

**Cable multiconductor.** Cable que incluye más de un conductor, algunos de los cuales puede no estar aislado.

**Cable unipolar.** Cable que tiene un solo conductor aislado.

**Canalización eléctrica.** Conjunto constituido por uno o varios conductores eléctricos y los elementos que aseguran su fijación y, en su caso, su protección mecánica.

**Célula solar o fotovoltaica.** Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.

**Circuito.** Un circuito es un conjunto de materiales eléctricos (conductores, aparatos, etc.) de diferentes fases o polaridades, alimentadas por la misma fuente de energía y protegidos contra las sobreintensidades por él o los mismos dispositivos de protección. No quedan incluidos en esta definición los circuitos que formen parte de los aparatos de utilización o receptores.

**Condiciones Estándar de Medida (CEM).** Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas del modo siguiente:

- Irradiancia solar: 1000 W/m<sup>2</sup> – Distribución espectral: AM 1,5 G

- Temperatura de célula: 25 °C 3.3.5 Potencia pico Potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.

**Conductor aislado.** Conjunto que incluye el conductor, su aislamiento y sus eventuales pantallas.

**Conductor de un cable.** Parte de un cable que tiene la función específica de conducir corriente.

**Conductor de protección (CP o PE).** Conductor requerido en ciertas medidas de protección contra choques eléctricos y que conecta alguna de las siguientes partes:

- Masas
- Elementos conductores
- Borne principal de tierra
- Toma de tierra
- Punto de la fuente de alimentación unida a tierra o a un neutro artificial.

**Conductor neutro.** Conductor conectado al punto de una red y capaz de contribuir al transporte de energía eléctrica.

**Corriente admisible permanente.** Valor máximo de la corriente que circula permanentemente por un conductor, en condiciones específicas, sin que su temperatura de régimen permanente supere un valor especificado.

**Fotovoltaico (FV).** Perteneciente o relativo a la conversión directa de energía luminosa en energía eléctrica.

**Fuente de energía.** Aparato generador o sistema suministrador de energía eléctrica.

**Generador fotovoltaico.** Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

**Instalación de puesta a tierra.** Conjunto de conexiones y dispositivos necesarios para poner a tierra, individual o colectivamente, un aparato o una instalación.

**Instalación eléctrica.** Conjunto de aparatos y de circuitos asociados, en previsión de un fin particular: producción, conversión, transformación, transmisión, distribución o utilización de la energía eléctrica.

**Instalaciones fotovoltaicas.** Aquellas que disponen de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica sin ningún paso intermedio.

**Instalaciones fotovoltaicas interconectadas.** Aquellas que disponen de conexión física con las redes de transporte o distribución de energía eléctrica del sistema, ya sea directamente o a través de la red de un consumidor.

**Interruptor automático de la interconexión.** Dispositivo de corte automático sobre el cual actúan las protecciones de interconexión.

**Interruptor general.** Dispositivo de seguridad y maniobra que permite separar la instalación fotovoltaica de la red de la empresa distribuidora.

**Interruptor automático.** Interruptor capaz de establecer, mantener e interrumpir las intensidades de corriente de servicio, o de establecer e interrumpir automáticamente, en condiciones predeterminadas, intensidades de corriente anormalmente elevadas, tales como las corrientes de cortocircuito.

**Interruptor de control de potencia y magnetotérmico.** Aparato de conexión que integra todos los dispositivos necesarios para asegurar de forma coordinada:

- Mando.
- Protección contra sobrecargas.
- Protección contra cortocircuitos.

**Interruptor diferencial.** Aparato electromecánico o asociación de aparatos destinados a provocar la apertura de los contactos cuando la corriente diferencial alcanza un valor dado.

**Inversor u ondulator.** Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna.

**Irradiancia.** Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en  $W/m^2$ .

**Irradiación.** Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en  $kWh/m^2$ , o bien en  $MJ/m^2$ .

**Luminaria.** Aparato de alumbrado que reparte, filtra o transforma la luz de una o varias lámparas y que comprende todos los dispositivos necesarios para fijar y proteger las lámparas (excluyendo las propias lámparas) y cuando sea necesario, los circuitos auxiliares junto con los medios de conexión al circuito de alimentación.

**Material eléctrico.** Cualquier material utilizado en la producción, transformación, transporte, distribución o utilización de la energía eléctrica, como máquinas, transformadores, aparatos, instrumentos de medida, dispositivos de protección, material para canalizaciones, receptores, etc.

**Módulo o panel fotovoltaico.** Conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

**Potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal.** Suma de la potencia nominal de los inversores (la especificada por el fabricante) que intervienen en las tres fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento.

**Radiación solar.** Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

**Rama fotovoltaica.** Subconjunto de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.

**Red de distribución.** El conjunto de conductores con todos sus accesorios, sus elementos de sujeción, protección, etc., que une una fuente de energía con las instalaciones interiores o receptoras.

**Sobreintensidad.** Toda corriente superior a un valor asignado. En los conductores, el valor asignado es la corriente admisible.

**Tensión nominal.** Valor convencional de la tensión con la que se denomina un sistema o instalación y para los que ha sido previsto su funcionamiento y aislamiento. Para los sistemas trifásicos se considera como tal la tensión compuesta.

**Tierra.** Masa conductora de la tierra en la que el potencial eléctrico en cada punto se toma, convencionalmente, igual a cero.

**Toma de tierra.** Electrodo, o conjunto de electrodos, en contacto con el suelo y que asegura la conexión eléctrica con el mismo.

**Temperatura ambiente.** Temperatura del aire u otro medio donde el material vaya a ser utilizado.

### 5.3. Objeto.

Fijar las condiciones técnicas y administrativas que se deben cumplir para la ejecución de una la instalación solar fotovoltaica conectada a red realizada y el resto de las mejoras en las instalaciones y actualización de los equipos existentes en la nave. Pretende servir de guía para el instalador, definiendo las especificaciones mínimas de la instalación para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de la energía solar fotovoltaica.

El ámbito de aplicación se extiende a todos los sistemas mecánicos, constructivos, eléctricos, y electrónicos que forman parte de las instalaciones.

## 5.4. PLIEGO DE CLÁUSULAS ADMINISTRATIVAS.

### 5.4.1. Disposiciones generales.

#### 5.4.1.1. Naturaleza y objeto del pliego general.

El presente pliego general de condiciones tiene carácter supletorio del pliego de condiciones particulares del trabajo.

Ambos, junto con la memoria del proyecto, el cual consiste en el “Cálculo y Diseño de una micro-central fotovoltaica y mejora de la instalación eléctrica existente en un taller mecánico”.

Situada CL S JORDI 18, 43392, CASTELLVELL DEL CAMP (TARRAGONA), tienen por finalidad regular la ejecución de las instalaciones descritas en la memoria del proyecto.

- Fijar los niveles técnicos y de calidad exigibles a las instalaciones.
- Determinar las intervenciones que corresponden, según el contrato y a la legislación aplicable, al promotor o dueño de la obra, al contratista o instalador de la misma, sus técnicos y encargados y al ingeniero.
- Precisar las relaciones entre todos los agentes intervinientes, citados, y sus correspondientes obligaciones en orden al cumplimiento del contrato de obra.

#### **5.4.1.2. Documentación y contrato de la obra.**

Integran el contrato los siguientes documentos relacionados por orden en cuanto al valor de sus especificaciones en caso de omisión o aparente contradicción:

- Las condiciones fijadas en el propio documento de contrato de empresa o arrendamiento de obra, si existiera.
- El pliego de condiciones particulares.
- El presente pliego general de condiciones.
- El resto de la documentación del proyecto (índice, memoria, planos, mediciones y presupuesto).

Las órdenes e instrucciones de la dirección facultativa de la obra se incorporan al trabajo como interpretación, complemento o precisión de sus determinaciones.

A tal efecto:

- Las especificaciones literales prevalecen sobre las gráficas.
- En los planos de diseño, la cota prevalece sobre la medida a escala.

#### **5.4.2. Disposiciones facultativas.**

##### **5.4.2.1. Delimitación general de funciones técnicas.**

##### **5.4.2.1.1. Delimitación de funciones de los agentes intervinientes.**

La titulación académica y profesional habilitante para la realización del proyecto será la de ingeniero de acuerdo con sus especialidades y competencias específicas.

#### **5.4.2.1.2. PROMOTOR.**

Será promotor cualquier persona, física o jurídica, pública o privada, que, individual o colectivamente decida, impulse, programe o financie, con recursos propios o ajenos, las obras de edificación para sí o para su posterior enajenación, entrega o cesión a terceros bajo cualquier título.

#### **5.4.2.1.3. PROYECTISTA.**

Son obligaciones del proyectista:

- Estar en posesión de la titulación académica y profesional habilitante de ingeniero de grado, y cumplir las condiciones exigibles para el ejercicio de la profesión. En caso de personas jurídicas, designar al técnico redactor del trabajo que tenga la titulación profesional habilitante.
- Redactar el trabajo con sujeción a la normativa vigente y a lo que se haya establecido en el contrato y entregarlo, con los visados que en su caso fueran preceptivos.
- Acordar, en su caso, con el promotor la contratación de colaboraciones parciales.
- 

#### **5.4.2.1.4. INSTALADOR.**

Son obligaciones del instalador:

- Ejecutar la instalación sujeta a la legislación aplicable, a fin de alcanzar la calidad exigida en el trabajo.
- Tener la titulación o capacitación profesional que habilita para el cumplimiento de las condiciones exigibles para actuar como instalador.
- Organizar los trabajos, redactando los planes precisados.
- Elaborar el plan de seguridad y salud.
- Asegurar la idoneidad de todos y cada uno de los materiales que se usen.
- Custodiar los libros de órdenes y del seguimiento de la instalación.
- Facilitar al ingeniero con antelación suficiente, los materiales precisos para el cumplimiento de su cometido.
- Preparar las certificaciones y la propuesta de liquidación final.
- Concertar los seguros de accidentes de trabajo y de daños a terceros durante los trabajos.

- Coordinar, junto al ingeniero, el programa de desarrollo de la obra y el proyecto de control de calidad de la obra, con sujeción al Código Técnico de la Edificación (CTE) y a las especificaciones del trabajo.
- Comprobar, junto al ingeniero, los resultados de los análisis e informes realizados por laboratorios y/o entidades de control de calidad.
- Redactar el documento de estudio y análisis del trabajo para elaborar los programas de organización de trabajos.
- Dirigir la ejecución material de la obra comprobando los replanteos, los materiales, la correcta ejecución y disposición de los elementos constructivos y de las instalaciones, de acuerdo con el trabajo y con las instrucciones del director de obra.

#### **5.4.2.2. Responsabilidad civil de los agentes que intervienen en el proceso de la edificación.**

##### **5.4.2.2.1. Daños materiales.**

Las personas físicas o jurídicas que intervienen en el proceso de la ejecución responderán frente a los propietarios y los terceros adquirentes de los edificios o partes de estos.

##### **5.4.2.2.2. Responsabilidad civil.**

La responsabilidad civil será exigible, tanto por actos u omisiones de propios, como por actos u omisiones de personas por las que se deba responder.

No obstante, cuando pudiera individualizarse la causa de los daños materiales o quedase debidamente probada la concurrencia de culpas sin que pudiera precisarse el grado de intervención de cada agente en el daño producido, la responsabilidad se exigirá solidariamente. En todo caso, el promotor responderá solidariamente con los demás agentes intervinientes ante los posibles adquirentes de los daños materiales en el edificio ocasionados por vicios o defectos de construcción.

Los proyectistas que contraten los cálculos, estudios, dictámenes o informes de otros profesionales, serán directamente responsables de los daños que puedan derivarse de su insuficiencia, incorrección o inexactitud, sin perjuicio de la repetición que pudieran ejercer contra sus autores. El constructor responderá directamente de los daños materiales causados en el edificio por vicios o defectos derivados de la impericia, falta de capacidad profesional o técnica, negligencia o incumplimiento de las obligaciones atribuidas al jefe de obra y demás personas físicas o jurídicas que de él dependan.

Cuando el constructor subcontrate con otras personas físicas o jurídicas la ejecución de determinadas partes o instalaciones de la obra, será directamente responsable de los daños materiales por vicios o defectos de su ejecución, sin perjuicio de la repetición a que hubiere lugar.

Las responsabilidades por daños no serán exigibles a los agentes que intervengan en el proceso de la edificación, si se prueba que aquellos fueron ocasionados por caso fortuito, fuerza mayor, acto de tercero o por el propio perjudicado por el daño. Las responsabilidades a que se refiere este artículo se entienden sin perjuicio de las que alcanzan al vendedor de los edificios o partes edificadas frente al comprador conforme al contrato de compraventa suscrito entre ellos, a los artículos 1.484 y siguientes del Código Civil y demás legislación aplicable a la compraventa.

### **5.4.2.3. De la instalación solar fotovoltaica.**

#### **5.4.2.3.1. Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento.**

##### **5.4.2.3.1.1. Generalidades.**

Se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de 3 años.

El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá todos los elementos de esta, con las labores de mantenimiento preventivo aconsejados por los fabricantes de los equipos.

##### **5.4.2.3.1.2. Programa de mantenimiento.**

El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red.

Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación.

- Mantenimiento preventivo.
- Mantenimiento correctivo.

Plan de mantenimiento preventivo: Todas las operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de esta.

Plan de mantenimiento correctivo: Las operaciones de sustitución y/o reparación necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil.

El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá, al menos, una visita (anual para el caso de instalaciones de potencia de hasta 100 kWp) en la que se realizarán las siguientes actividades:

- Comprobación de las protecciones eléctricas.
- Comprobación del estado de los módulos: comprobación de la situación respecto al proyecto original y verificación del estado de las conexiones.
- Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.
- Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.

Realización de un informe técnico de cada una de las visitas, en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas.

Registro de las operaciones de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación y autorización de la empresa).

#### **5.4.2.3.2. Garantías.**

Ámbito general de la garantía

Sin perjuicio de cualquier posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje.

La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la certificación de la instalación.

Plazos

- El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía mínima será de 10 años.
- Si hubiera de interrumpirse la explotación del suministro debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que el suministrador haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

Condiciones económicas

- La garantía comprende la reparación o reposición, en su caso, de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra empleada en la reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.

- Quedan expresamente incluidos todos los demás gastos, tales como tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.
- Asimismo, se deben incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.
- Si en un plazo razonable el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

#### Anulación de la garantía

- La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador, salvo incumplimiento del suministrador.

#### Lugar y tiempo de la prestación.

- Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente, lo comunicará fehacientemente al fabricante.
- El suministrador atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de una semana y la resolución de la avería se realizará en un tiempo máximo de 10 días, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas.
- Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.
- El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas a la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 10 días naturales.

### **5.4.3. Disposiciones económicas.**

#### **5.4.3.1. Principio general.**

Todos los que intervienen en el proceso de ejecución tienen derecho a percibir puntualmente las cantidades devengadas por su correcta actuación, con arreglo a las condiciones contractualmente establecidas.

### **5.4.3.2. Fianzas.**

El contratista prestará fianza con arreglo a alguno de los siguientes procedimientos según se estipule:

- Depósito previo, en metálico, valores, o aval bancario, por importe entre el 4% y el 10% del precio total de contrata.
- Mediante retención en las certificaciones parciales o pagos a cuenta en igual proporción.

El porcentaje de aplicación para el depósito o la retención se fijará en el pliego de condiciones particulares.

#### **5.4.3.2.1. Ejecución de trabajos con cargo a la fianza.**

Si el contratista se negase a hacer por su cuenta los trabajos precisos para ultimar la obra en las condiciones contratadas, el ingeniero director, en nombre y representación del propietario, los ordenará ejecutar a un tercero, o, podrá realizarlos directamente por administración, abonando su importe con la fianza depositada, sin perjuicio de las acciones a que tenga derecho el propietario, en el caso de que el importe de la fianza no bastara para cubrir el importe de los gastos efectuados en las unidades de obra que no fuesen de recibo.

#### **5.4.3.2.2. Devolución de fianzas.**

La fianza retenida será devuelta al contratista en un plazo que no excederá de 30 días una vez firmada el acta de recepción definitiva de la obra. La propiedad podrá exigir que el contratista le acredite la liquidación y finiquito de sus deudas causadas por la ejecución de la obra, tales como salarios, suministros, subcontratos...

#### **5.4.3.2.3. Devolución de la fianza en el caso de efectuarse recepciones parciales.**

Si la propiedad, con la conformidad del ingeniero director, accediera a hacer recepciones parciales, tendrá derecho el contratista a que se le devuelva la parte proporcional de la fianza.

### **5.4.3.3. De los precios.**

#### **5.4.3.3.1. Composición de los precios unitarios.**

El cálculo de los precios de las distintas unidades de obra es el resultado de sumar los costes directos, los indirectos, los gastos generales y el beneficio industrial.

##### **a) COSTES DIRECTOS**

- La mano de obra, con sus pluses y cargas y seguros sociales, que interviene directamente en la ejecución de la unidad de obra.
- Los materiales, a los precios resultantes a pie de obra, que queden integrados en la unidad de que se trate o que sean necesarios para su ejecución.
- Los equipos y sistemas técnicos de seguridad y salud para la prevención y protección de accidentes y enfermedades profesionales.
- Los gastos de personal, combustible, energía, etc., que tengan lugar por el accionamiento o funcionamiento de la maquinaria e instalaciones utilizadas en la ejecución de la unidad de obra.
- Los gastos de amortización y conservación de la maquinaria, instalaciones, sistemas y equipos anteriormente citados.

##### **b) COSTES INDIRECTOS**

Los gastos de instalación de oficinas a pie de obra, comunicaciones, edificación de almacenes, talleres, pabellones temporales para obreros, laboratorios, seguros, etc., los del personal técnico y administrativo adscrito exclusivamente a la obra y los imprevistos. Todos estos gastos, se cifrarán en un porcentaje de los costes directos.

##### **c) GASTOS GENERALES**

Los gastos generales de empresa, gastos financieros, cargas fiscales y tasas de la administración, legalmente establecidas. Se cifrarán como un porcentaje de la suma de los costes directos e indirectos (en los contratos de obras de la administración pública este porcentaje se establece entre un 13% y un 17%).

##### **d) BENEFICIO INDUSTRIAL**

El beneficio industrial del contratista se establece en el 6% sobre la suma de las anteriores partidas en obras para la administración.

##### **e) PRECIO DE EJECUCIÓN MATERIAL**

Se denominará precio de ejecución material el resultado obtenido por la suma de los anteriores conceptos a excepción del beneficio industrial.

f) **PRECIO DE CONTRATA**

El precio de contrata es la suma de los costes directos, los indirectos, los gastos generales y el beneficio industrial.

El IVA se aplica sobre esta suma (precio de contrata) pero no integra el precio.

**5.4.3.3.2. Precios de contrata. Importe de contrata.**

En el caso de que los trabajos a realizar en un edificio u obra aneja cualesquiera se contratasen a riesgo y ventura, se entiende por precio de contrata el que importa el coste total de la unidad de obra, es decir, el precio de ejecución material, más el % sobre este último precio en concepto de beneficio industrial del contratista. El beneficio se estima normalmente en el 6%, salvo que en las condiciones particulares se establezca otro distinto.

**5.4.3.3.3. Formas tradicionales de medir o de aplicar los precios.**

En ningún caso podrá alegar el contratista los usos y costumbres del país respecto de la aplicación de los precios o de la forma de medir las unidades de obras ejecutadas, se estará a lo previsto en primer lugar, al pliego general de condiciones técnicas y en segundo lugar, al pliego de condiciones particulares técnicas.

**5.4.3.4. Valoración y abono de los trabajos.**

**5.4.3.4.1. Formas de abono.**

Según la modalidad elegida para la contratación de las obras, y salvo que en el pliego particular de condiciones económicas se preceptúe otra cosa, el abono de los trabajos se efectuará de tipo fijo o tanto alzado total. Se abonará la cifra previamente fijada como base de la adjudicación, disminuida en su caso en el importe de la baja efectuada por el adjudicatario.

**5.4.3.4.2. Mejoras de obras libremente ejecutadas.**

Cuando el contratista, incluso con autorización del ingeniero director, emplease materiales de más esmerada preparación o de mayor tamaño que el señalado en el trabajo o sustituyese una clase de fábrica con otra que tuviese asignado mayor precio o ejecutase con mayores dimensiones cualquiera parte de la obra, o, en general, introdujese en ésta y sin pedírsela,

cualquiera otra modificación que sea beneficiosa a juicio del ingeniero director, no tendrá derecho, sin embargo, más que al abono de lo que pudiera corresponder en el caso de que hubiese construido la obra con estricta sujeción a la proyectada y contratada o adjudicada.

#### **5.4.3.4.3. Abono de trabajos presupuestados con partida alzada.**

Salvo lo preceptuado en el pliego de condiciones particulares de índole económica, vigente en la obra, el abono de los trabajos presupuestados en partida alzada se efectuará de acuerdo con el procedimiento que corresponda entre los que a continuación se expresan:

- a) Si existen precios contratados para unidades de obras iguales, las presupuestadas mediante partida alzada, se abonarán previa medición y aplicación del precio establecido.
- b) Si existen precios contratados para unidades de obra similares, se establecerán precios contradictorios para las unidades con partida alzada, deducidos de los similares contratados.
- c) Si no existen precios contratados para unidades de obra iguales o similares, la partida alzada se abonará íntegramente al contratista, salvo el caso de que en el presupuesto de la obra se exprese que el importe de dicha partida debe justificarse, en cuyo caso el ingeniero director indicará al contratista y con anterioridad a su ejecución, el procedimiento que de seguirse para llevar dicha cuenta, que en realidad será de administración, valorándose los materiales y jornales a los precios que figuren en el presupuesto aprobado o, en su defecto, a los que con anterioridad a la ejecución convengan las dos partes, incrementándose su importe total con el porcentaje que se fije en el pliego de condiciones particulares en concepto de gastos generales y beneficio industrial del contratista.

#### **5.4.3.4.4. Pagos.**

Los pagos se efectuarán por el propietario en los plazos previamente establecidos, y su importe corresponderá precisamente al de las certificaciones de obra conformadas por el ingeniero director, en virtud de las cuales se verifican aquellos.

## **5.5. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS PARTICULARES.**

### **5.5.1. Condiciones que han de cumplir los materiales.**

#### **5.5.1.1. Procedencia de los materiales.**

Todos los materiales que se empleen en las obras figuren o no explícitamente en este pliego, reunirán las condiciones de calidad exigibles en la buena práctica de la construcción y en todo caso la aceptación por la Dirección de Obra de una marca, tipo, fabricante o lugar de extracción no exime al Contratista del cumplimiento de estas Prescripciones.

Asimismo, tendrán carácter preferente las instrucciones y recomendaciones de montaje o ejecución de los distintos fabricantes o suministradores de ciertos materiales, en particular elementos prefabricados de hormigón, estructuras metálicas armadas en taller, armaduras pre-elaboradas, ... Cualquier contradicción o indefinición será resuelta exclusivamente por el Director de Obra. No se procederá al empleo de los materiales sin que antes sean examinados y aceptados en los términos y forma que establezca la Dirección de Obra o técnico en quien delegue.

#### **5.5.1.2. Conductores eléctricos.**

La colocación de los tubos corrugados se realizará de acuerdo con las normas indicadas por el fabricante y en todo caso, embebidos en arena y (u hormigón en zonas bajo pavimentos con tráfico rodado) con protección o indicación superior mediante banda plástica, fila de tejas, etc.

En cualquier caso, se someterá a la aprobación del Ingeniero Director de la Obra el tipo de tubo corrugado a utilizar y sus características.

La Empresa constructora demostrará que el producto a instalar posee un certificado del Instituto de Plásticos y Caucho en el que se indique que satisface las especificaciones anteriores.

La colocación del tubo de PVC se realizará lo más recta posible para evitar dificultades en el tiro de los conductores.

#### **5.5.1.3. Tuberías de polietileno.**

Para el suministro de agua, tanto fría como caliente sanitaria, se empleará tubería de polietileno reticulado. Éstas, en cuanto a la designación, tanto de pesos, como de espesores de pared, tolerancias, etc. tendrán que ajustarse a la norma UNE EN ISO 15875, en la que se exponen los diferentes modos de aplicación.

Las dimensiones y presiones nominales serán las correspondientes a los planos y definiciones de cada unidad para cada tramo o tubería.

## **5.5.2. Condiciones y ejecución de las unidades de instalaciones.**

### **5.5.2.1. Instalación de electricidad.**

#### **5.5.2.1.1. Conductores y otros elementos eléctricos.**

##### **5.5.2.1.1.1. Calidad de los materiales.**

###### **5.5.2.1.1.1.1. Generalidades.**

Todos los materiales empleados en la ejecución de la instalación tendrán, como mínimo, las características especificadas en este Pliego de Condiciones, empleándose siempre materiales homologados según las normas UNE citadas en la instrucción ITC-BT-02 que les sean de aplicación.

###### **5.5.2.1.1.1.2. Conductores eléctricos.**

Las líneas de alimentación a maquinas estarán constituidas por conductores unipolares de cobre aislados de 0,6/1 kV del tipo RZ1-K.

Las líneas de alimentación a puntos de luz estarán constituidas por conductores de cobre unipolares aislados de 750 V, del tipo H07Z1-K.

Para las instalaciones Solares en su parte aérea se utilizará conductores unipolares de cobre aislados de 1 kV del tipo RV-K.

###### **5.5.2.1.1.1.3. Conductores de neutro.**

La sección mínima del conductor de neutro para distribuciones monofásicas, trifásicas y de corriente continua, será la que a continuación se especifica:

Según la Instrucción ITC BT 19 en su apartado 2.2.2, en instalaciones interiores, para tener en cuenta las corrientes armónicas debidas a cargas no lineales y posibles desequilibrios, la sección del conductor del neutro será como mínimo igual a la de las fases.

Para el caso de redes subterráneas de distribución en baja tensión, las secciones a considerar serán las siguientes:

- Con dos o tres conductores: igual a la de los conductores de fase.
- Con cuatro conductores: mitad de la sección de los conductores de fase, con un mínimo de 10 mm<sup>2</sup> para cobre y de 16 mm<sup>2</sup> para aluminio.

#### **5.5.2.1.1.1.4. Conductores de protección.**

En los pasos a través de paredes o techos estarán protegidos por un tubo de adecuada resistencia, que será, además, no conductor y difícilmente combustible cuando atravesase partes combustibles del edificio.

Los conductores de protección estarán convenientemente protegidos contra el deterioro mecánico y químico, especialmente en los pasos a través de elementos de la construcción.

Las conexiones en estos conductores se realizarán por medio de empalmes soldados sin empleo de ácido, o por piezas de conexión de apriete por rosca. Estas piezas serán de material inoxidable, y los tornillos de apriete estarán provistos de un dispositivo que evite su desapriete.

Se tomarán las precauciones necesarias para evitar el deterioro causado por efectos electroquímicos cuando las conexiones sean entre metales diferentes.

#### **5.5.2.1.1.1.5. Identificación de los conductores.**

Los conductores de la instalación se identificarán por los colores de su aislamiento:

- Negro, gris, marrón para los conductores de fase o polares.
- Azul claro para el conductor neutro.
- Amarillo - verde para el conductor de protección.
- Rojo para el conductor de los circuitos de mando y control.

#### **5.5.2.1.1.1.6. Tubos protectores.**

Clases de tubos a emplear:

Los tubos deberán soportar, como mínimo, sin deformación alguna, las siguientes temperaturas:

- 60 °C para los tubos aislantes constituidos por policloruro de vinilo o polietileno.
- 70 °C para los tubos metálicos con forros aislantes de papel impregnado.

Diámetro de los tubos y número de conductores por cada uno de ellos:

Los diámetros exteriores mínimos y las características mínimas para los tubos en función del tipo de instalación y del número y sección de los cables a conducir, se indican en la Instrucción ITC BT 21, en su apartado 1.2. El diámetro interior mínimo de los tubos deberá ser declarado por el fabricante.

### **5.5.2.1.2. Normas de ejecución de las instalaciones.**

#### **5.5.2.1.2.1. Colocación de tubos.**

Se tendrán en cuenta las prescripciones generales siguientes, tal y como indica la ITC BT 21.

Prescripciones generales.

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

Los tubos se unirán entre sí mediante accesorios adecuados a su clase que aseguren la continuidad que proporcionan a los conductores.

Los tubos aislantes rígidos curvables en caliente podrán ser ensamblados entre sí en caliente, recubriendo el empalme con una cola especial cuando se desee una unión estanca.

Las curvas practicadas en los tubos serán continuas y no originarán reducciones de sección inadmisibles. Los radios mínimos de curvatura para cada clase de tubo serán los indicados en la norma UNE EN 5086 -2-2

Será posible la fácil introducción y retirada de los conductores en los tubos después de colocados y fijados éstos y sus accesorios, disponiendo para ello los registros que se consideren convenientes, y que en tramos rectos no estarán separados entre sí más de 15 m.

El número de curvas en ángulo recto situadas entre dos registros consecutivos no será superior a tres. Los conductores se alojarán en los tubos después de colocados éstos.

Los registros podrán estar destinados únicamente a facilitar la introducción y retirada de los conductores en los tubos, o servir al mismo tiempo como cajas de empalme o derivación.

Cuando los tubos estén constituidos por materias susceptibles de oxidación, y cuando hayan recibido durante el curso de su montaje algún trabajo de mecanización, se aplicará a las partes mecanizadas pintura antioxidante.

Igualmente, en el caso de utilizar tubos metálicos sin aislamiento interior, se tendrá en cuenta la posibilidad de que se produzcan condensaciones de agua en el interior de los mismos, para lo cual se elegirá convenientemente el trazado de su instalación, previendo la evacuación de agua en los puntos más bajos de ella y, si fuera necesario, estableciendo una ventilación apropiada en el interior de los tubos mediante el sistema adecuado, como puede ser, por ejemplo, el empleo de una "te" dejando uno de los brazos sin utilizar.

Cuando los tubos metálicos deban ponerse a tierra, su continuidad eléctrica quedará convenientemente asegurada. En el caso de utilizar tubos metálicos flexibles, es necesario que la distancia entre dos puestas a tierra consecutivas de los tubos no exceda de 10 m.

No podrán utilizarse los tubos metálicos como conductores de protección o de neutro.

Tubos en montaje superficial

Cuando los tubos se coloquen en montaje superficial se tendrán en cuenta además las siguientes prescripciones:

Los tubos se fijarán a las paredes o techos por medio de bridas o abrazaderas protegidas contra la corrosión y sólidamente sujetas. La distancia entre éstas será, como máximo, 0.50 metros. Se dispondrán fijaciones de una y otra parte en los cambios de dirección, en los empalmes y en la proximidad inmediata de las entradas en cajas o aparatos. Los tubos se colocarán adaptándolos a la superficie sobre la que se instalan, curvándolos o usando los accesorios necesarios.

En alineaciones rectas, las desviaciones del eje del tubo con respecto a la línea que une los puntos extremos no será superior al 2%.

Es conveniente disponer los tubos normales, siempre que sea posible, a una altura mínima de 2.5 m sobre el suelo, con objeto de protegerlos de eventuales daños mecánicos.

En los cruces de tubos rígidos con juntas de dilatación de un edificio deberán interrumpirse los tubos, quedando los extremos del mismo separados entre sí 5 cm aproximadamente, y empalmándose posteriormente mediante manguitos deslizantes que tengan una longitud mínima de 20 cm.

#### Tubos empotrados

Cuando los tubos se coloquen empotrados se tendrán en cuenta, además, las siguientes prescripciones:

La instalación de tubos empotrados será admisible cuando su puesta en obra se efectúe después de terminados los trabajos de construcción y de enfoscado de paredes y techos, pudiendo el enlucido de los mismos aplicarse posteriormente.

Las dimensiones de las rozas serán suficientes para que los tubos queden recubiertos por una capa de 1 cm de espesor, como mínimo, del revestimiento de las paredes o techos. En los ángulos el espesor puede reducirse a 0.5 cm.

En los cambios de dirección, los tubos estarán convenientemente curvados, o bien provistos de codos o "tes" apropiados, pero en este último caso sólo se admitirán los provistos de tapas de registro.

Las tapas de los registros y de las cajas de conexión quedarán accesibles y desmontables una vez finalizada la obra. Los registros y cajas quedarán enrasados con la superficie exterior del revestimiento de la pared o techo cuando no se instalen en el interior de un alojamiento cerrado y practicable. Igualmente, en el caso de utilizar tubos normales empotrados en paredes, es conveniente disponer los recorridos horizontales a 50 cm, como máximo, del suelo o techo, y los verticales a una distancia de los ángulos o esquinas no superior a 20 cm.

#### Tubos en montaje al aire

Solamente está permitido su uso para la alimentación de máquinas o elementos de movilidad restringida desde canalizaciones prefabricadas y cajas de derivación fijadas al techo. Se tendrán en cuenta las siguientes prescripciones:

La longitud total de la conducción en el aire no será superior a 4 metros y no empezará a una altura inferior a 2 metros.

Se prestará especial atención para que se conserven en todo el sistema, especialmente en las conexiones, las características mínimas para canalizaciones de tubos al aire, establecidas en la tabla 6 de la instrucción ITC BT 21.

#### **5.5.2.1.2.2. Cajas de empalme y derivación.**

Las conexiones entre conductores se realizarán en el interior de cajas apropiadas de material aislante o, si son metálicas, protegidas contra la corrosión.

Sus dimensiones serán tales que permitan alojar holgadamente todos los conductores que deban contener, y su profundidad equivaldrá, cuanto menos, al diámetro del tubo mayor más un 50 % del mismo, con un mínimo de 40 mm para su profundidad y 80 mm para el diámetro o lado interior.

Cuando se quieran hacer estancas las entradas de los tubos en las cajas de conexión, deberán emplearse prensaestopas adecuados.

En ningún caso se permitirá la unión de conductores por simple retorcimiento o arrollamiento entre sí de los mismos, sino que deberá realizarse siempre utilizando bornes de conexión montados individualmente o constituyendo bloques o regletas de conexión. Puede permitirse, asimismo, la utilización de bridas de conexión. Las uniones deberán realizarse siempre en el interior de cajas de empalme o de derivación.

Si se trata de cables deberá cuidarse al hacer las conexiones que la corriente se reparta por todos los alambres componentes, y si el sistema adoptado es de tornillo de apriete entre una arandela metálica bajo su cabeza y una superficie metálica, los conductores de sección superior a 6 mm<sup>2</sup> deberán conectarse por medio de terminales adecuados, comprobando siempre que las conexiones, de cualquier sistema que sean, no queden sometidas a esfuerzos mecánicos.

Para que no pueda ser destruido el aislamiento de los conductores por su roce con los bordes libres de los tubos, los extremos de éstos, cuando sean metálicos y penetren en una caja de conexión o aparato, estarán provistos de boquillas con bordes redondeados o dispositivos equivalentes, o bien convenientemente mecanizados, y si se trata de tubos metálicos con aislamiento interior, este último sobresaldrá unos milímetros de su cubierta metálica.

#### **5.5.2.1.2.3. Aparatos de mando y maniobra.**

Los aparatos de mando y maniobra (interruptores y conmutadores) serán de tipo cerrado y material aislante, cortarían la corriente máxima del circuito en que están colocados sin dar lugar a la formación de arcos permanentes, y no podrán tomar una posición intermedia.

Las piezas de contacto tendrán unas dimensiones tales que la temperatura no pueda exceder de 65°C en ninguna de ellas.

Deben poder realizarse del orden de 10.000 maniobras de apertura y cierre a la intensidad y tensión nominales, que estarán marcadas en lugar visible.

#### **5.5.2.1.2.4. Aparatos de protección.**

##### Protección contra sobreintensidades.

Los conductores activos deben estar protegidos por uno o varios dispositivos de corte automático contra las sobrecargas y contra los cortocircuitos.

Excepto los conductores de protección, todos los conductores que forman parte de un circuito, incluido el conductor neutro, estarán protegidos contra las sobreintensidades (sobrecargas y cortocircuitos).

##### Protección contra sobrecargas.

Los dispositivos de protección deben estar previstos para interrumpir toda corriente de sobrecarga en los conductores del circuito antes de que pueda provocar un calentamiento perjudicial al aislamiento, a las conexiones, a las extremidades o al medio ambiente en las canalizaciones.

El límite de intensidad de corriente admisible en un conductor ha de quedar en todo caso garantizado por el dispositivo de protección utilizado.

Como dispositivos de protección contra sobrecargas serán utilizados los fusibles calibrados de características de funcionamiento adecuadas o los interruptores automáticos con curva térmica de corte.

##### Protección contra cortocircuitos.

Deben preverse dispositivos de protección para interrumpir toda corriente de cortocircuito antes de que esta pueda resultar peligrosa debido a los efectos térmicos y mecánicos producidos en los conductores y en las conexiones.

En el origen de todo circuito se establecerá un dispositivo de protección contra cortocircuitos cuya capacidad de corte estará de acuerdo con la intensidad de cortocircuito que pueda presentarse en el punto de su instalación.

Se admiten como dispositivos de protección contra cortocircuitos los fusibles de características de funcionamiento adecuadas y los interruptores automáticos con sistema de corte electromagnético.

- Situación y composición

En general, los dispositivos destinados a la protección de los circuitos se instalarán en el origen de éstos, así como en los puntos en que la intensidad admisible disminuya por cambios debidos a sección, condiciones de instalación, sistema de ejecución, o tipo de conductores utilizados.

- Normas aplicables

#### Pequeños interruptores automáticos (PIA).

Los interruptores automáticos para instalaciones domésticas y análogas para la protección contra sobrintensidades se ajustarán a la norma UNEEN 60-898. Esta norma se aplica a los interruptores automáticos con corte al aire, de tensión asignada hasta 440 V (entre fases), intensidad asignada hasta 125 A y poder de corte nominal no superior a 25000 A.

Los valores normalizados de las tensiones asignadas son:

- 230 V Para los interruptores automáticos unipolares y bipolares.
- 230/400 V Para los interruptores automáticos unipolares.
- 400 V Para los interruptores automáticos bipolares, tripolares y tetrapolares.

Los valores 240 V, 240/415 V y 415 V respectivamente, son también valores normalizados.

Los valores preferenciales de las intensidades asignadas son: 6, 10, 13, 16, 20, 25, 32, 40, 50, 63, 80, 100 y 125 A.

El poder de corte asignado será: 1500, 3000, 4500, 6000, 10000 y por encima 15000, 20000 y 25000 A.

La característica de disparo instantáneo de los interruptores automáticos vendrá determinada por su curva: B, C o D.

Cada interruptor debe llevar visible, de forma indeleble, las siguientes indicaciones:

La corriente asignada sin el símbolo A precedido del símbolo de la característica de disparo instantáneo (B,C o D) por ejemplo B16.

Poder de corte asignado en amperios, dentro de un rectángulo, sin indicación del símbolo de las unidades.

Clase de limitación de energía, si es aplicable.

Los bornes destinados exclusivamente al neutro, deben estar marcados con la letra "N".

#### Interruptores automáticos de baja tensión.

Los interruptores automáticos de baja tensión se ajustarán a la norma UNEEN 60-947-2: 1996.

Esta norma se aplica a los interruptores automáticos cuyos contactos principales están destinados a ser conectados a circuitos cuya tensión asignada no sobrepasa 1000 V en corriente alterna o 1500 V en corriente continua. Se aplica cualesquiera que sean las intensidades asignadas, los métodos de fabricación y el empleo previsto de los interruptores automáticos. Cada interruptor automático debe estar marcado de forma indeleble en lugar visible con las siguientes indicaciones:

- Intensidad asignada ( $I_n$ ).
- Capacidad para el seccionamiento, si ha lugar.
- Indicaciones de las posiciones de apertura y de cierre respectivamente por O y | si se emplean símbolos.
- También llevarán marcado, aunque no sea visible en su posición de montaje, el símbolo de la naturaleza de corriente en que hayan de emplearse, y el símbolo que indique las características de desconexión, o en su defecto, irán acompañados de las curvas de desconexión.

### Fusibles.

Los fusibles de baja tensión se ajustarán a la norma UNE-EN 60-269 1:1998. Esta norma se aplica a los fusibles con cartuchos fusibles limitadores de corriente, de fusión encerrada y que tengan un poder de corte igual o superior a 6 kA. Destinados a asegurar la protección de circuitos, de corriente alterna y frecuencia industrial, en los que la tensión asignada no sobrepase 1000 V, o los circuitos de corriente continua cuya tensión asignada no sobrepase los 1500 V.

Los valores de intensidad para los fusibles expresados en amperios deben ser: 2, 4, 6, 8, 10, 12, 16, 20, 25, 32, 40, 50, 63, 80, 100, 125, 160, 200, 250, 315, 400, 500, 630, 800, 1000, 1250.

Deberán llevar marcada la intensidad y tensión nominales de trabajo para las que han sido construidos.

Interruptores con protección incorporada por intensidad diferencial residual Los interruptores automáticos de baja tensión con dispositivos reaccionantes bajo el efecto de intensidades residuales se ajustarán al anexo B de la norma UNE-EN 60-947-2: 1996.

Esta norma se aplica a los interruptores automáticos cuyos contactos principales están destinados a ser conectados a circuitos cuya tensión asignada no sobrepasa 1000 V en corriente alterna o 1500 V en corriente continua. Se aplica cualesquiera que sean las intensidades asignadas.

Los valores preferentes de intensidad diferencial residual de funcionamiento asignada son: 0.006A, 0.01A, 0.03A, 0.1A, 0.3A, 0.5A, 1A, 3A, 10A, 30A.

- Características principales de los dispositivos de protección

Los dispositivos de protección cumplirán las condiciones generales siguientes:

- Deberán poder soportar la influencia de los agentes exteriores a que estén sometidos, presentando el grado de protección que les corresponda de acuerdo con sus condiciones de instalación.
- Los fusibles irán colocados sobre material aislante incombustible y estarán contruidos de forma que no puedan proyectar metal al fundirse. Permitirán su recambio de la instalación bajo tensión sin peligro alguno.
- Los interruptores automáticos serán los apropiados a los circuitos a proteger, respondiendo en su funcionamiento a las curvas intensidad tiempo adecuadas. Deberán cortar la corriente máxima del circuito en que estén colocadas, sin dar lugar a la formación de arco permanente, abriendo o cerrando los circuitos, sin posibilidad de tomar una posición intermedia entre las correspondientes a las de apertura y cierre. Cuando se utilicen para la protección contra cortocircuitos, su capacidad de corte estará de acuerdo con la intensidad de cortocircuito que pueda presentarse en el punto de su instalación, salvo que vayan asociados con fusibles adecuados que cumplan este requisito, y que sean de características coordinadas con las del interruptor automático.
- Los interruptores diferenciales deberán resistir las corrientes de cortocircuito que puedan presentarse en el punto de su instalación, y de lo contrario deberán estar protegidos por fusibles de características adecuadas.

#### Protección contra contactos directos e indirectos.

Los medios de protección contra contactos directos e indirectos en instalación se ejecutarán siguiendo las indicaciones detalladas en la Instrucción ITC BT 24, y en la Norma UNE 20.460 - 4-41.

La protección contra contactos directos consiste en tomar las medidas destinadas a proteger las personas contra los peligros que pueden derivarse de un contacto con las partes activas de los materiales eléctricos. Los medios a utilizar son los siguientes:

1. Protección por aislamiento de las partes activas.
2. Protección por medio de barreras o envolventes.
3. Protección por medio de obstáculos. Protección por puesta fuera de alcance por alejamiento.
4. Protección complementaria por dispositivos de corriente diferencial residual. Se utilizará el método de protección contra contactos indirectos por corte de la alimentación en caso de fallo, mediante el uso de interruptores diferenciales.

La corriente a tierra producida por un solo defecto franco debe hacer actuar el dispositivo de corte en un tiempo no superior a 5 s.

Una masa cualquiera no puede permanecer en relación a una toma de tierra eléctricamente distinta, a un potencial superior, en valor eficaz, a:

- 24 V en los locales o emplazamientos húmedos o mojados.
- 50 V en los demás casos.

Todas las masas de una misma instalación deben estar unidas a la misma toma de tierra.

Como dispositivos de corte por intensidad de defecto se emplearán los interruptores diferenciales.

Debe cumplirse la siguiente condición:

$$R = V_c / I_s$$

Donde:

R: Resistencia de puesta a tierra (Ohm).

V<sub>c</sub>: Tensión de contacto máxima (24 V en locales húmedos y 50 V en los demás casos).

I<sub>s</sub>: Sensibilidad del interruptor diferencial (valor mínimo de la corriente de defecto, en A, a partir del cual el interruptor diferencial debe abrir automáticamente, en un tiempo conveniente, la instalación a proteger).

#### **5.5.2.1.2.5. Instalación en cuartos de baño y aseos.**

La instalación se ejecutará según lo especificado en la Instrucción ITC-BT- 27.

Para las instalaciones en cuartos de baño o aseo se tendrán en cuenta los siguientes volúmenes y prescripciones:

- VOLUMEN 0: Comprende el interior de la bañera o ducha. En un lugar que contenga una ducha sin plato, el volumen 0 está delimitado por el suelo y por un plano horizontal a 0.05 m por encima el suelo.
- VOLUMEN 1: Está limitado por el plano horizontal superior al volumen 0, es decir, por encima de la bañera, y el plano horizontal situado a 2,25 metros por encima del suelo. El plano vertical que limita al volumen 1 es el plano vertical alrededor de la bañera o ducha.
- VOLUMEN 2: Está limitado por el plano vertical tangente a los bordes exteriores de la bañera y el plano vertical paralelo situado a una distancia de 0,6 m; y entre el suelo y plano horizontal situado a 2,25 m por encima del suelo.

- VOLUMEN 3: Esta limitado por el plano vertical límite exterior del volumen 2 y el plano vertical paralelo situado a una distancia de éste de 2,4 metros. El volumen 3 está comprendido entre el suelo y una altura de 2,25 m. Para el volumen 0 el grado de protección necesario será el IPX7, y no está permitida la instalación de mecanismos.

En el volumen 1, el grado de protección habitual será IPX4, se utilizará el grado IPX2 por encima del nivel más alto de un difusor fijo, y el IPX5 en los equipos de bañeras de hidromasaje y en baños comunes en los que se puedan producir chorros de agua durante su limpieza. Podrán ser instalados aparatos fijos como calentadores de agua, bombas de ducha y equipo eléctrico para bañeras de hidromasaje que cumplan con su norma aplicable, si su alimentación está protegida adicionalmente con un dispositivo de corriente diferencial de valor no superior a 30 mA.

En el volumen 2, el grado de protección habitual será IPX4, se utilizará el grado IPX2 por encima del nivel más alto de un difusor fijo, y el IPX5 en los baños comunes en los que se puedan producir chorros durante su limpieza. Se permite la instalación de bloques de alimentación de afeitadoras que cumplan con la UNE EN 60.742 o UNE EN 61558-2-5.

Se podrán instalar también todos los aparatos permitidos en el volumen 1, luminarias, ventiladores, calefactores, y unidades móviles de hidromasaje que cumplan con su normativa aplicable, y que además estén protegidos con un diferencial de valor no superior a 30 mA.

En el volumen 3 el grado de protección necesario será el IPX5, en los baños comunes cuando se puedan producir chorros de agua durante su limpieza. Se podrán instalar bases y aparatos protegidos por dispositivo de corriente diferencial de valor no superior a 30 mA.

#### **5.5.2.1.2.6. Red equipotencial.**

Se realizará una conexión equipotencial entre las canalizaciones metálicas existentes (agua fría, caliente, desagüe, calefacción, gas, etc.) y las masas de los aparatos sanitarios metálicos y todos los demás elementos conductores accesibles, tales como marcos metálicos de puertas, radiadores, etc.

El conductor que asegure esta protección deberá estar preferentemente soldado a las canalizaciones o a los otros elementos conductores, o si no, fijado solidariamente a los mismos por collares u otro tipo de sujeción apropiado a base de metales no férreos, estableciendo los contactos sobre partes metálicas sin pintura.

Los conductores de protección de puesta a tierra, cuando existan, y de conexión equipotencial deben estar conectados entre sí. La sección mínima de este último estará de acuerdo con lo dispuesto en la Instrucción ITC-BT-19 para los conductores de protección.

#### **5.5.2.1.2.7. Instalación de puesta a tierra.**

Estará compuesta de toma de tierra, conductores de tierra, borne principal de tierra y conductores de protección. Se llevarán a cabo según lo especificado en la Instrucción ITC-BT-18.

##### Naturaleza y secciones mínimas.

Los materiales que aseguren la puesta a tierra serán tales que:

El valor de la resistencia de puesta a tierra esté conforme con las normas de protección y de funcionamiento de la instalación, teniendo en cuenta los requisitos generales indicados en la ITC-BT-24 y los requisitos particulares de las Instrucciones Técnicas aplicables a cada instalación.

Las corrientes de defecto a tierra y las corrientes de fuga puedan circular sin peligro, particularmente desde el punto de vista de solicitaciones térmicas, mecánicas y eléctricas.

En todos los casos los conductores de protección que no formen parte de la canalización de alimentación serán de cobre con una sección al menos de: 2,5 mm<sup>2</sup> si disponen de protección mecánica y de 4 mm<sup>2</sup> si no disponen de ella.

Las secciones de los conductores de protección, y de los conductores de tierra están definidas en la Instrucción ITC-BT-18.

##### Tendido de los conductores.

Los conductores de tierra enterrados tendidos en el suelo se considera que forman parte del electrodo.

El recorrido de los conductores de la línea principal de tierra, sus derivaciones y los conductores de protección, será lo más corto posible y sin cambios bruscos de dirección. No estarán sometidos a esfuerzos mecánicos y estarán protegidos contra la corrosión y el desgaste mecánico.

Conexiones de los conductores de los circuitos de tierra con las partes metálicas y masas y con los electrodos

Los conductores de los circuitos de tierra tendrán un buen contacto eléctrico tanto con las partes metálicas y masas que se desea poner a tierra como con el electrodo. A estos efectos, las conexiones deberán efectuarse por medio de piezas de empalme adecuadas, asegurando las superficies de contacto de forma que la conexión sea efectiva por medio de tornillos, elementos de compresión, remaches o soldadura de alto punto de fusión. Se prohíbe el empleo de soldaduras de bajo punto de fusión tales como estaño, plata, etc.

Los circuitos de puesta a tierra formarán una línea eléctricamente continua en la que no podrán incluirse en serie ni masas ni elementos metálicos cualquiera que sean éstos. La conexión de las masas y los elementos metálicos al circuito de puesta a tierra se efectuará siempre por medio del borne de puesta a tierra. Los contactos deben disponerse limpios, sin humedad y en forma tal que no sea fácil que la acción del tiempo destruya por efectos electroquímicos las conexiones efectuadas.

Deberá preverse la instalación de un borne principal de tierra, al que irán unidos los conductores de tierra, de protección, de unión equipotencial principal y en caso de que fuesen necesarios, también los de puesta a tierra funcional.

**Prohibición de interrumpir los circuitos de tierra**

Se prohíbe intercalar en circuitos de tierra seccionadores, fusibles o interruptores. Sólo se permite disponer un dispositivo de corte en los puntos de puesta a tierra, de forma que permita medir la resistencia de la toma de tierra.

#### **5.5.2.1.2.8. Alumbrado.**

##### Alumbrados especiales

Los puntos de luz del alumbrado especial deberán repartirse entre, al menos, dos líneas diferentes, con un número máximo de 12 puntos de luz por línea, estando protegidos dichos circuitos por interruptores automáticos de 10 A de intensidad nominal como máximo.

Las canalizaciones que alimenten los alumbrados especiales se dispondrán a 5 cm como mínimo de otras canalizaciones eléctricas cuando se instalen sobre paredes o empotradas en ellas, y cuando se instalen en huecos de la construcción estarán separadas de ésta por tabiques incombustibles no metálicos.

Deberán ser provistos de alumbrados especiales los siguientes locales:

Con alumbrado de emergencia: Los locales de reunión que puedan albergar a 100 personas o más, los locales de espectáculos y los establecimientos sanitarios, los establecimientos cerrados y cubiertos para más de 5 vehículos, incluidos los pasillos y escaleras que conduzcan al exterior o hasta las zonas generales del edificio.

##### Alumbrado general.

Las redes de alimentación para puntos de luz con lámparas o tubos de descarga deberán estar previstas para transportar una carga en voltamperios al menos igual a 1.8 veces la potencia en vatios de las lámparas o tubos de descarga que alimenta. El conductor neutro tendrá la misma sección que los de fase.

Si se alimentan con una misma instalación lámparas de descarga y de incandescencia, la potencia a considerar en voltamperios será la de las lámparas de incandescencia más 1.8 veces la de las lámparas de descarga.

Deberá corregirse el factor de potencia de cada punto de luz hasta un valor mayor o igual a 0.90, y la caída máxima de tensión entre el origen de la instalación y cualquier otro punto de la instalación de alumbrado, será menor o igual que 3%.

Los receptores consistentes en lámparas de descarga serán accionados por interruptores

previstos para cargas inductivas, o en su defecto, tendrán una capacidad de corte no inferior al doble de la intensidad del receptor. Si el interruptor acciona a la vez lámparas de incandescencia, su capacidad de corte será, como mínimo, la correspondiente a la intensidad de éstas más el doble de la intensidad de las lámparas de descarga.

En instalaciones para alumbrado de locales donde se reúna público, el número de líneas deberá ser tal que el corte de corriente en una cualquiera de ellas no afecte a más de la tercera parte del total de lámparas instaladas en dicho local.

#### **5.5.2.1.3. Pruebas reglamentarias.**

##### **5.5.2.1.3.1. Comprobación de la puesta a tierra.**

La instalación de toma de tierra será comprobada por los servicios oficiales en el momento de dar de alta la instalación. Se dispondrá de al menos un punto de puesta a tierra accesible para poder realizar la medición de la puesta a tierra.

##### **5.5.2.1.3.2. Resistencia de aislamiento.**

Las instalaciones eléctricas deberán presentar una resistencia de aislamiento, expresada en ohmios, por lo menos igual a  $1000 \times U$ , siendo U la tensión máxima de servicio expresada en voltios, con un mínimo de 250.000 ohmios.

El aislamiento de la instalación eléctrica se medirá con relación a tierra y entre conductores, mediante la aplicación de una tensión continua suministrada por un generador que proporcione en vacío una tensión comprendida entre 500 y 1000 V y, como mínimo, 250 V con una carga externa de 100.000 ohmios.

##### **5.5.2.1.4. Condiciones de uso, mantenimiento y seguridad.**

La Propiedad recibirá a la entrega de la instalación, planos definitivos del montaje de la instalación, valores de la resistencia a tierra obtenidos en las mediciones, y referencia del domicilio social de la empresa instaladora.

No se podrá modificar la instalación sin la intervención de un Instalador Autorizado o Técnico Competente, según corresponda.

Cada cinco años se comprobarán los dispositivos de protección contra cortocircuitos, contactos directos e indirectos, así como sus intensidades nominales en relación con la sección de los conductores que protegen.

Las instalaciones del garaje serán revisadas anualmente por instaladores autorizados libremente elegidos por los propietarios o usuarios de la instalación. El instalador extenderá un boletín de reconocimiento de la indicada revisión, que será entregado al propietario de la instalación, así como a la delegación correspondiente del Ministerio de Industria y Energía.

Personal técnicamente competente comprobará la instalación de toma de tierra en la época en que el terreno esté más seco, reparando inmediatamente los defectos que pudieran encontrarse.

#### **5.5.2.1.5. Certificados y documentación.**

Al finalizar la ejecución, se entregará en la Delegación del Ministerio de Industria correspondiente el Certificado de Fin de Obra firmado por un técnico competente y visado por el Colegio profesional correspondiente, acompañado del boletín o boletines de instalación firmados por un Instalador Autorizado.

#### **5.5.2.1.6. Libro de órdenes.**

La dirección de la ejecución de los trabajos de instalación será llevada a cabo por un técnico competente, que deberá cumplimentar el Libro de Órdenes y Asistencia, en el que reseñará las incidencias, órdenes y asistencias que se produzcan en el desarrollo de la obra.

Los conductores cumplirán, en cuanto a material, sección, aislamiento y tensión nominal las prescripciones del Pliego, del Presupuesto y del Reglamento de Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias de aplicación, así como la NTE IEB/1.974 “Instalaciones de electricidad. Baja Tensión” y el apartado Conductores” de la MI-IP04, así como las normas particulares de la compañía suministradora.

### **5.5.2.2. Instalación Fotovoltaica conectada a red.**

#### **5.5.2.2.1. Diseño del generador fotovoltaico.**

##### **5.5.2.2.1.1. Generalidades.**

El módulo fotovoltaico seleccionado cumplirá las especificaciones del apartado 5.4.2.4.2.

Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo, o en el caso de modelos distintos, el diseño debe garantizar totalmente la compatibilidad entre ellos y la ausencia de efectos negativos en la instalación por dicha causa.

En aquellos casos excepcionales en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso, han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

### 5.5.2.2.1.2. Orientación e inclinación y sombras.

La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites de la tabla I. Se considerarán tres casos: general, superposición de módulos e integración arquitectónica, según se define en el apartado 3.4. En todos los casos han de cumplirse tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos.

	<i>Orientación e inclinación (OI)</i>	<i>Sombras (S)</i>	<i>Total (OI + S)</i>
General	10 %	10 %	15 %
Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50 %

Tabla 1. Orientación y sombras

Cuando, por razones justificadas, y en casos especiales en los que no se puedan instalar de acuerdo con el apartado 4.1.2.1, se evaluará la reducción en las prestaciones energéticas de la instalación, incluyéndose en la Memoria del Proyecto.

En todos los casos deberán evaluarse las pérdidas por orientación e inclinación del generador y sombras. En los anexos 2 y 3 se proponen métodos para el cálculo de estas pérdidas, que podrán ser utilizados para su verificación.

Cuando existan varias filas de módulos, el cálculo de la distancia mínima entre ellas se realizará de acuerdo al anexo 3.

### 5.5.2.2.2. Diseño del sistema de monitorización.

El sistema de monitorización proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:

- Voltaje y corriente CC a la entrada del inversor.
- Voltaje de fase/s en la red, potencia total de salida del inversor.
- Radiación solar en el plano de los módulos, medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.
- Temperatura ambiente en la sombra.
- Potencia reactiva de salida del inversor para instalaciones mayores de 5 kWp.

- Temperatura de los módulos en integración arquitectónica y, siempre que sea posible, en potencias mayores de 5 kW.

Los datos se presentarán en forma de medias horarias. Los tiempos de adquisición, la precisión de las medidas y el formato de presentación se hará conforme al documento del JRC-Ispra “Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants - Document A”, Report EUR16338 EN.

El sistema de monitorización será fácilmente accesible para el usuario.

#### **5.5.2.2.3. Integración arquitectónica.**

En el caso de pretender realizar una instalación integrada desde el punto de vista arquitectónico según lo estipulado en el punto 3.4, la Memoria de Diseño o Proyecto especificarán las condiciones de la construcción y de la instalación, y la descripción y justificación de las soluciones elegidas.

Las condiciones de la construcción se refieren al estudio de características urbanísticas, implicaciones en el diseño, actuaciones sobre la construcción, necesidad de realizar obras de reforma o ampliación, verificaciones estructurales, etc. que, desde el punto de vista del profesional competente en la edificación, requerirían su intervención.

Las condiciones de la instalación se refieren al impacto visual, la modificación de las condiciones de funcionamiento del edificio, la necesidad de habilitar nuevos espacios o ampliar el volumen construido, efectos sobre la estructura, etc.

#### **5.5.2.2.4. Componentes y materiales.**

Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento de clase 2 y un grado de protección mínimo de IP65.

La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.

El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.

Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.

Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.

Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.

En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes.

Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en castellano y además, si procede, en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar de la instalación.

#### **5.5.2.2.4.1. Generalidades.**

Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento de clase 2 y un grado de protección mínimo de IP65.

La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.

El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.

Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.

Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.

Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.

En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes.

Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en castellano y además, si procede, en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar de la instalación.

#### **5.5.2.2.4.2. Sistemas generadores fotovoltaicos.**

Los módulos fotovoltaicos deberán incorporar el marcado CE, según la Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión.

Además, deberán cumplir la norma UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos. Adicionalmente, en función de la tecnología del módulo, éste deberá satisfacer las siguientes normas:

- UNE-EN 61215: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- UNE-EN 61646: Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicaciones terrestres. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.
- UNE-EN 62108. Módulos y sistemas fotovoltaicos de concentración (CPV). Cualificación del diseño y homologación.

Los módulos que se encuentren integrados en la edificación, aparte de que deben cumplir la normativa indicada anteriormente, además deberán cumplir con lo previsto en la Directiva 89/106/CEE del Consejo de 21 de diciembre de 1988 relativa a la aproximación de las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas de los Estados miembros sobre los productos de construcción.

Aquellos módulos que no puedan ser ensayados según estas normas citadas, deberán acreditar el cumplimiento de los requisitos mínimos establecidos en las mismas por otros medios, y con carácter previo a su inscripción definitiva en el registro de régimen especial dependiente del órgano competente.

Será necesario justificar la imposibilidad de ser ensayados, así como la acreditación del cumplimiento de dichos requisitos, lo que deberá ser comunicado por escrito a la Dirección General de Política Energética y Minas, quien resolverá sobre la conformidad o no de la justificación y acreditación presentadas.

El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación.

Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.

Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.

Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del  $\pm 3 \%$  de los correspondientes valores nominales de catálogo.

Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.

Será deseable una alta eficiencia de las células.

La estructura del generador se conectará a tierra.

Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

Los módulos fotovoltaicos estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 10 años y contarán con una garantía de rendimiento durante 25 años.

#### **5.5.2.2.4.3. Estructura del soporte.**

Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado en el Código Técnico de la Edificación respecto a seguridad.

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 y demás normativa de aplicación.

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 estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. 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 tornillería será realizada en acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

#### **5.5.2.2.4.4. Inversores.**

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.

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 estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. 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 tornillería será realizada en acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones, mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Adicionalmente, han de cumplir con la Directiva 2004/108/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de diciembre de 2004, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros en materia de compatibilidad electromagnética.

Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.

Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA.

Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

- El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiación solar un 10% superiores a las CEM. Además soportará picos de un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.
- El rendimiento de potencia del inversor (cociente entre la potencia activa de salida y la potencia activa de entrada), para una potencia de salida en corriente alterna igual al 50 % y al 100% de la potencia nominal, será como mínimo del 92% y del 94% respectivamente. El cálculo del rendimiento se realizará de acuerdo con la norma UNE-EN 6168: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- El autoconsumo de los equipos (pérdidas en “vacío”) en “stand-by” o modo nocturno deberá ser inferior al 2 % de su potencia nominal de salida.
- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.
- A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.

Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.

Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.

Los inversores para instalaciones fotovoltaicas estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 3 años.

#### **5.5.2.2.4.5. Cableado.**

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %.

El cable deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

#### **5.5.2.2.4.6. Conexión a red.**

Todas las instalaciones de hasta 100 kW cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículos 8 y 9) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

#### **5.5.2.2.4.7. Medidas.**

Todas las instalaciones cumplirán con el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

#### **5.5.2.2.4.8. Protecciones.**

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 Hz y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Um y 0,85 Um respectivamente) serán para cada fase.

#### **5.5.2.2.4.9. Puesta a tierra de las instalaciones FV.**

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Cuando el aislamiento galvánico entre la red de distribución de baja tensión y el generador fotovoltaico no se realice mediante un transformador de aislamiento, se explicarán en la Memoria de Diseño o Proyecto los elementos utilizados para garantizar esta condición.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectadas a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

#### **5.5.2.2.4.10. Armónicos y compatibilidad electromagnética.**

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 13) sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

#### **5.5.2.2.4.11. Medidas de Seguridad.**

Las centrales fotovoltaicas, independientemente de la tensión a la que estén conectadas a la red, estarán equipadas con un sistema de protecciones que garantice su desconexión en caso de un fallo en la red o fallos internos en la instalación de la propia central, de manera que no perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas, tanto en la explotación normal como durante el incidente.

La central fotovoltaica debe evitar el funcionamiento no intencionado en isla con parte de la red de distribución, en el caso de desconexión de la red general. La protección anti-isla deberá detectar la desconexión de red en un tiempo acorde con los criterios de protección de la red de distribución a la que se conecta, o en el tiempo máximo fijado por la normativa o especificaciones técnicas correspondientes. El sistema utilizado debe funcionar correctamente en paralelo con otras centrales eléctricas con la misma o distinta tecnología, y alimentando las cargas habituales en la red, tales como motores.

Todas las centrales fotovoltaicas con una potencia mayor de 1 MW estarán dotadas de un sistema de teledesconexión y un sistema de telemedida.

#### **5.5.2.2.5. Recepción y pruebas.**

El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas para facilitar su correcta interpretación.

Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.

Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este PCT, serán como mínimo las siguientes:

- Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.
- Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.
- Determinación de la potencia instalada, de acuerdo con el procedimiento descrito en el anexo I.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

Entrega de toda la documentación requerida en este PCT, y como mínimo la recogida en la norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.

- Retirada de obra de todo el material sobrante.

Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.

Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía mínima será de 10 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.

No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se aprecia que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

### 5.5.2.2.6. Cálculo de la producción anual esperada.

En la Memoria se incluirán las producciones mensuales máximas teóricas en función de la irradiancia, la potencia instalada y el rendimiento de la instalación.

Los datos de entrada que deberá aportar el instalador son los siguientes:

$$G_{dm}(0).$$

Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal, en kWh/(m<sup>2</sup> Adía), obtenido a partir de alguna de las siguientes fuentes:

- Agencia Estatal de Meteorología.
- Organismo autonómico oficial.
- Otras fuentes de datos de reconocida solvencia, o las expresamente señaladas por el IDAE.

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

Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/(m<sup>2</sup>·día), obtenido a partir del anterior, y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado en caso de ser éstas superiores a un 10 % anual (ver anexo III).

El parámetro  $\alpha$  representa el azimut y  $\beta$  la inclinación del generador, tal y como se definen en el anexo II.

*Rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”, PR.*

Eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, que tiene en cuenta:

- La dependencia de la eficiencia con la temperatura.
- La eficiencia del cableado.
- Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad.
- Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.
- La eficiencia energética del inversor. – Otros.

La estimación de la energía inyectada se realizará de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) P_{mp} PR}{G_{CEM}} \text{ kWh/día}$$

Donde:

$P_{mp}$  = Potencia pico del generador

$G_{CEM}$  = 1 kW/m<sup>2</sup>

### **5.5.2.3. Instalación de ventilación.**

Los aspirados y ventiladores mecánicos han de ser instalados en un lugar accesible para la realización de su limpieza.

El aspirador o ventilador mecánico deberá estar ubicado en la fachada de la nave, aplomado y sujeto al conducto, o a su revestimiento.

El sistema de ventilación mecánica se situará sobre un soporte, el cual sea estable y deben ser empleados elementos anti vibratorios.

En cuanto a las conexiones y empalmes serán estancos y se protegerán para evitar la intrusión de aire en dichos puntos de la instalación.

Los conductos de la instalación serán medidos y valorados por metro lineal salvo aquellos que estén formados por piezas prefabricadas, los cuales serán medidos por unidad.

## **5.6. Anexos**

### **5.6.1. Anexo 1. Medida de la potencia instalada de una central fotovoltaica conectada a la red eléctrica.**

#### **5.6.1.1. Introducción.**

Definimos la potencia instalada en corriente alterna (CA) de una central fotovoltaica (FV) conectada a la red, como la potencia de corriente alterna a la entrada de la red eléctrica para un campo fotovoltaico con todos sus módulos en un mismo plano y que opera, sin sombras, a las condiciones estándar de medida (CEM).

La potencia instalada en CA de una central fotovoltaica puede obtenerse utilizando instrumentos de medida y procedimientos adecuados de corrección de unas condiciones de operación bajo unos determinados valores de irradiancia solar y temperatura a otras condiciones de operación diferentes. Cuando esto no es posible, puede estimarse la potencia instalada utilizando datos de catálogo y de la instalación, y realizando algunas medidas sencillas con una célula solar calibrada, un termómetro, un voltímetro y una pinza amperimétrica. Si tampoco se dispone de esta instrumentación, puede usarse el propio contador de energía. En este mismo orden, el error de la estimación de la potencia instalada será cada vez mayor.

#### **5.6.1.2. Procedimiento de medida.**

Se describe a continuación el equipo mínimo necesario para calcular la potencia instalada:

- 1 célula solar calibrada de tecnología equivalente.

- 1 termómetro de temperatura ambiente.
- 1 multímetro de corriente continua (CC) y corriente alterna (CA). – 1 pinza amperimétrica de CC y CA.

El propio inversor actuará de carga del campo fotovoltaico en el punto de máxima potencia.

Las medidas se realizarán en un día despejado, en un margen de  $\pm 2$  horas alrededor del mediodía solar.

Se realizará la medida con el inversor encendido para que el punto de operación sea el punto de máxima potencia.

Se medirá con la pinza amperimétrica la intensidad de CC de entrada al inversor y con un multímetro la tensión de CC en el mismo punto. Su producto es  $P_{cc, inv}$ .

El valor así obtenido se corrige con la temperatura y la irradiancia usando las ecuaciones (2) y (3).

La temperatura ambiente se mide con un termómetro situado a la sombra, en una zona próxima a los módulos FV. La irradiancia se mide con la célula (CTE) situada junto a los módulos y en su mismo plano.

Finalmente, se corrige esta potencia con las pérdidas.

Ecuaciones:

$$P_{cc, inv} = P_{cc, fov} (1 - L_{cab}) \quad (1)$$

$$P_{cc, fov} = P_o R_{to, var} [1 - g (T_c - 25)] \quad E/ 1000 \quad (2)$$

$$T_c = T_{amb} + (TONC - 20) \quad E/ 800 \quad (3)$$

$P_{cc, fov}$  Potencia de CC inmediatamente a la salida de los paneles FV, en W.

$L_{cab}$  Pérdidas de potencia en los cableados de CC entre los paneles FV y la entrada del inversor, incluyendo, además, las pérdidas en fusibles, conmutadores, conexionados, diodos antiparalelo si hay, etc.

$E$  Irradiancia solar, en  $W/m^2$ , medida con la CTE calibrada.

$g$  Coeficiente de temperatura de la potencia, en  $1/^\circ C$ .

$T_c$	Temperatura de las células solares, en °C.
$T_{amb}$	Temperatura ambiente en la sombra, en °C, medida con el termómetro.
$T_{ONC}$	Temperatura de operación nominal del módulo
$P_o$	Potencia nominal del generador en CEM, en W.
$R_{to, var}$	Rendimiento, que incluye los porcentajes de pérdidas debidas a que los módulos fotovoltaicos operan, normalmente, en condiciones diferentes de las CEM.
$L_{tem}$	Pérdidas medias anuales por temperatura. En la ecuación (2) puede sustituirse el término $[1 - g (T_c - 25)]$ por $(1 - L_{tem})$ .
$R_{to, var} = (1 - L_{pol}) (1 - L_{dis}) (1 - L_{ref}) \quad (4)$	
$L_{pol}$	Pérdidas de potencia debidas al polvo sobre los módulos FV.
$L_{dis}$	Pérdidas de potencia por dispersión de parámetros entre módulos.
$L_{ref}$	Pérdidas de potencia por reflectancia angular espectral, cuando se utiliza un piranómetro como referencia de medidas. Si se utiliza una célula de tecnología equivalente (CTE), el término $L_{ref}$ es cero.

Se indican a continuación los valores de los distintos coeficientes:

Todos los valores indicados pueden obtenerse de las medidas directas. Si no es posible realizar medidas, pueden obtenerse, parte de ellos, de los catálogos de características técnicas de los fabricantes.

- (1) Las pérdidas principales de cableado pueden calcularse conociendo la sección de los cables y su longitud, por la ecuación:

$$L_{cab} = RI^2 \quad (5)$$

$$R = 0,000002 L/S \quad (6)$$

$R$  es el valor de la resistencia eléctrica de todos los cables, en ohmios.

$L$  es la longitud de todos los cables (sumando la ida y el retorno), en cm.

$S$  es la sección de cada cable, en cm<sup>2</sup>.

Normalmente, las pérdidas en conmutadores, fusibles y diodos son muy pequeñas y no es necesario considerarlas. Las caídas en el cableado pueden ser muy importantes cuando son largos y se opera a baja tensión en CC. Las pérdidas por cableado en % suelen ser inferiores en plantas de gran potencia que en plantas de pequeña potencia. En nuestro caso, de acuerdo con las especificaciones, el valor máximo admisible para la parte CC es 1,5 %, siendo recomendable no superar el 0,5 %.

- (2) Las pérdidas por temperatura dependen de la diferencia de temperatura en los módulos y los 25 °C de las CEM, del tipo de célula y encapsulado y del viento. Si los módulos están convenientemente aireados por detrás, esta diferencia es del orden de 30 °C sobre la temperatura ambiente, para una irradiancia de 1000 W/m<sup>2</sup>. Para el caso de integración de edificios donde los módulos no están separados de las paredes o tejados, esta diferencia se podrá incrementar entre 5 °C y 15 °C.
- (3) Las pérdidas por polvo en un día determinado pueden ser del 0 % al día siguiente de un día de lluvia y llegar al 8 % cuando los módulos se "ven muy sucios". Estas pérdidas dependen de la inclinación de los módulos, cercanías a carreteras, etc. Una causa importante de pérdidas ocurre cuando los módulos FV que tienen marco tienen células solares muy próximas al marco situado en la parte inferior del módulo. Otras veces son las estructuras soporte que sobresalen de los módulos y actúan como retenes del polvo.
- (4) Las pérdidas por reflectancia angular y espectral pueden despreciarse cuando se mide el campo FV al mediodía solar ( $\pm 2$  h) y también cuando se mide la radiación solar con un célula calibrada de tecnología equivalente (CTE) al módulo FV. Las pérdidas anuales son mayores en células con capas antirreflexivas que en células texturizadas. Son mayores en invierno que en verano. También son mayores en localidades de mayor latitud. Pueden oscilar a lo largo de un día entre 2 % y 6 %.

## **5.6.2. Anexo 2. Cálculo de las pérdidas por orientación e inclinación del generador distinta a la óptima.**

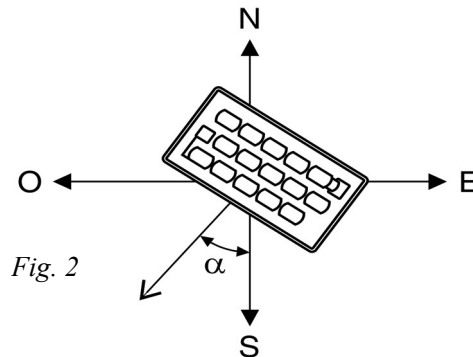
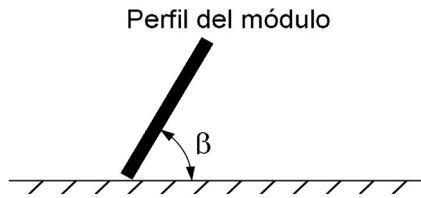
### **5.6.2.1. Introducción.**

El objeto de este anexo es determinar los límites en la orientación e inclinación de los módulos de acuerdo a las pérdidas máximas permisibles por este concepto en el PCT.

Las pérdidas por este concepto se calcularán en función de:

- Ángulo de inclinación  $\beta$ , definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal (figura 1). Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para verticales.
- Ángulo de azimut  $\alpha$ , definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar (figura 2). Su valor es 0° para módulos orientados al Sur, -90° para módulos orientados al Este y +90° para módulos orientados al Oeste.

Fig. 1



### 5.6.2.2. Procedimiento.

Habiendo determinado el ángulo de azimut del generador, se calcularán los límites de inclinación aceptables de acuerdo a las pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima establecidas en el PCT. Para ello se utilizará la figura 3, válida para una latitud,  $\varphi$ , de  $41^\circ$ , de la siguiente forma:

- Conocido el azimut, determinamos en la figura 3 los límites para la inclinación en el caso de  $\varphi = 41^\circ$ . Para el caso general, las pérdidas máximas por este concepto son del 10 %; para superposición, del 20 %, y para integración arquitectónica del 40 %. Los puntos de intersección del límite de pérdidas con la recta de azimut nos proporcionan los valores de inclinación máxima y mínima.
- Si no hay intersección entre ambas, las pérdidas son superiores a las permitidas y la instalación estará fuera de los límites. Si ambas curvas se intersectan, se obtienen los valores para latitud  $\varphi = 41^\circ$  y se corrigen de acuerdo al apartado 2.2.

Se corregirán los límites de inclinación aceptables en función de la diferencia entre la latitud del lugar en cuestión y la de  $41^\circ$ , de acuerdo a las siguientes fórmulas:

*Inclinación máxima* = Inclinación ( $\varphi = 41^\circ$ ) – ( $41^\circ - \text{latitud}$ ).

*Inclinación mínima* = Inclinación ( $\varphi = 41^\circ$ ) – ( $41^\circ - \text{latitud}$ ), siendo  $0^\circ$  su valor mínimo.

En casos cerca del límite, y como instrumento de verificación, se utilizará la siguiente fórmula:

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \times [1,2 \times 10^{-4} (\beta - \varphi + 10)^2 + 3,5 \times 10^{-5} \alpha^2] \quad \text{para } 15^\circ < \beta < 90^\circ$$

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \times [1,2 \times 10^{-4} (\beta - \varphi + 10)^2] \quad \text{para } \beta \leq 15^\circ$$

[Nota:  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\varphi$  se expresan en grados, siendo  $\varphi$  la latitud del lugar].

### **5.6.3. Anexo 3. Cálculo de las pérdidas de radiación solar por sombras.**

#### **5.6.3.1. Objeto.**

El presente anexo describe un método de cálculo de las pérdidas de radiación solar que experimenta una superficie debida a sombras circundantes. Tales pérdidas se expresan como porcentaje de la radiación solar global que incidiría sobre la mencionada superficie de no existir sombra alguna.

#### **5.6.3.2. Descripción del método.**

El procedimiento consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias del Sol. Los pasos a seguir son los siguientes:

##### **5.6.3.2.1. Obtención del perfil de obstáculos.**

Localización de los principales obstáculos que afectan a la superficie, en términos de sus coordenadas de posición azimuth (ángulo de desviación con respecto a la dirección Sur) y elevación (ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal). Para ello puede utilizarse un teodolito.

##### **5.6.3.2.2. Representación del perfil de obstáculos.**

Representación del perfil de obstáculos en el diagrama de la figura 5, en el que se muestra la banda de trayectorias del Sol a lo largo de todo el año, válido para localidades de la Península Ibérica y Baleares (para las Islas Canarias el diagrama debe desplazarse  $12^\circ$  en sentido vertical ascendente). Dicha banda se encuentra dividida en porciones, delimitadas por las horas solares (negativas antes del mediodía solar y positivas después de éste) e identificadas por una letra y un número (A1, A2,..., D14).

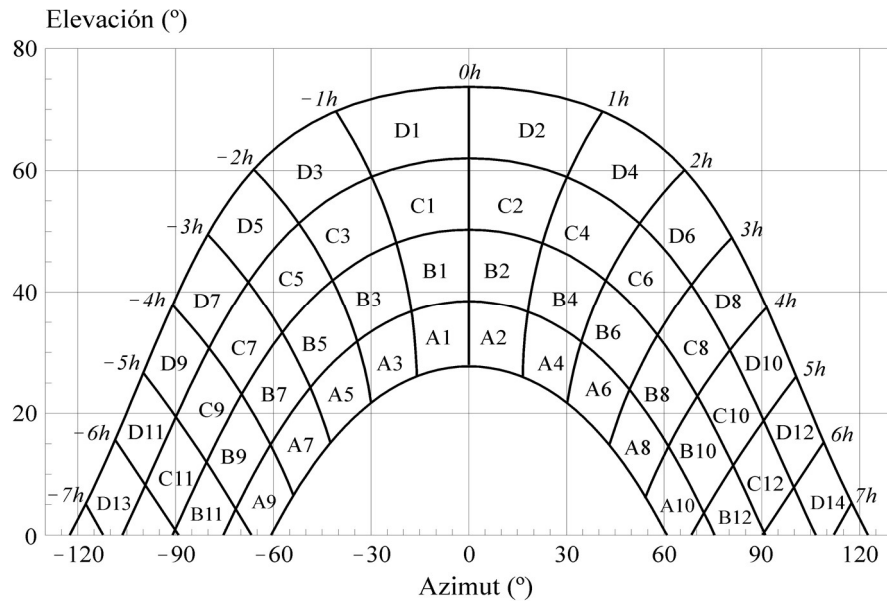


Fig. 5. Diagrama de trayectorias del Sol. [Nota: los grados de ambas escalas son sexagesimales].

#### 5.6.3.2.3. Selección de la tabla de referencia para obstáculos.

Cada una de las porciones de la figura 5 representa el recorrido del Sol en un cierto período de tiempo (una hora a lo largo de varios días) y tiene, por tanto, una determinada contribución a la irradiación solar global anual que incide sobre la superficie de estudio. Así, el hecho de que un obstáculo cubra una de las porciones supone una cierta pérdida de irradiación, en particular aquella que resulte interceptada por el obstáculo. Deberá escogerse como referencia para el cálculo la tabla más adecuada de entre las que se incluyen en la sección 3 de este anexo.

#### 5.6.3.2.4. Cálculo final.

La comparación del perfil de obstáculos con el diagrama de trayectorias del Sol permite calcular las pérdidas por sombreado de la irradiación solar global que incide sobre la superficie, a lo largo de todo el año. Para ello se han de sumar las contribuciones de aquellas porciones que resulten total o parcialmente ocultas por el perfil de obstáculos representado. En el caso de ocultación parcial se utilizará el factor de llenado (fracción oculta respecto del total de la porción) más próximo a los valores: 0,25, 0,50, 0,75 ó 1.

La sección 4 muestra un ejemplo concreto de utilización del método descrito.

#### 5.6.4. Anexo 4. DB-SI Seguridad en caso de incendio.

## 1. Condiciones técnicas exigibles a los materiales

Los materiales a emplear en la construcción del edificio de referencia, se clasifican a los efectos de su reacción ante el fuego, de acuerdo con el Real Decreto 312/2005, de 18 de marzo, por el que se aprueba la clasificación de los productos de construcción y de los elementos constructivos en función de sus propiedades de reacción y de resistencia frente al fuego.

Los fabricantes de materiales que se empleen vistos o como revestimiento o acabados superficiales, en el caso de no figurar incluidos en el capítulo 1.2 del Real Decreto 312/2005, deberán acreditar su grado de combustibilidad mediante los oportunos certificados de ensayo, realizados en laboratorios oficialmente homologados para poder ser empleados.

Aquellos materiales con tratamiento adecuado para mejorar su comportamiento ante el fuego (materiales ignifugados), serán clasificados por un laboratorio oficialmente homologado, fijando en un certificado el periodo de validez de la ignifugación.

Pasado el tiempo de validez de la ignifugación, el material deberá ser sustituido por otro de la misma clase obtenida inicialmente mediante la ignifugación, o sometido a nuevo tratamiento que restituya las condiciones iniciales de ignifugación.

Los materiales que sean de difícil sustitución y aquellos que vayan situados en el exterior, se consideran con clase que corresponda al material sin ignifugación. Si dicha ignifugación fuera permanente, podrá ser tenida en cuenta.

## 2. Condiciones técnicas exigibles a los elementos constructivos

La resistencia ante el fuego de los elementos y productos de la construcción queda fijado por un tiempo,  $t$ , durante el cual dicho elemento es capaz de mantener las características de resistencia al fuego, estas características vienen definidas por la siguiente clasificación: capacidad portante (R), integridad (E), aislamiento (I), radiación (W), acción mecánica (M), cierre automático (C), estanqueidad al paso de humos (S), continuidad de la alimentación eléctrica o de la transmisión de señal (P ó HP), resistencia a la combustión de hollines (G), capacidad de protección contra incendios (K), duración de la estabilidad a temperatura constante (D), duración de la estabilidad considerando la curva normalizada tiempo-temperatura (DH), funcionalidad de los extractores mecánicos de humo y calor (F), funcionalidad de los extractores pasivos de humo y calor (B).

La comprobación de dichas condiciones para cada elemento constructivo, se verificará mediante los ensayos descritos en las normas UNE que figuran en las tablas del Anexo III del Real Decreto 312/2005.

En el anejo C del DB-SI del CTE se establecen los métodos simplificados que permiten determinar la resistencia de los elementos de hormigón ante la acción representada por la curva normalizada tiempo-temperatura.

En el anejo D del DB-SI del CTE se establece un método simplificado para determinar la resistencia de los elementos de acero ante la acción representada por una curva normalizada tiempo-temperatura.

En el anejo E del DB-SI del CTE se establece un método simplificado de cálculo que permite determinar la resistencia al fuego de los elementos estructurales de madera ante la acción representada por una curva normalizada tiempo-temperatura.

En el anejo F del DB-SI del CTE se encuentran tabuladas las resistencias al fuego de elementos de fábrica de ladrillo cerámico o silicocalcáreo y de los bloques de hormigón, ante la exposición térmica, según la curva normalizada tiempo-temperatura.

Los elementos constructivos se califican mediante la expresión de su condición de resistentes al fuego (RF), así como de su tiempo,  $t$ , en minutos, durante el cual mantiene dicha condición.

Los fabricantes de materiales específicamente destinados a proteger o aumentar la resistencia ante el fuego de los elementos constructivos, deberán demostrar mediante certificados de ensayo las propiedades de comportamiento ante el fuego que figuren en su documentación.

Los fabricantes de otros elementos constructivos que hagan constar en la documentación técnica de los mismos su clasificación a efectos de resistencia ante el fuego, deberán justificarlo mediante los certificados de ensayo en que se basan. La realización de dichos ensayos, deberá llevarse a cabo en laboratorios oficialmente homologados para este fin por la administración del estado.

### 3. Instalaciones

#### 3.1. Instalaciones propias del edificio

Las instalaciones del edificio deberán cumplir con lo establecido en el artículo 3 del DB-SI 1 Espacios ocultos. Paso de instalaciones a través de elementos de compartimentación de incendios.

#### 3.2. Instalaciones de protección contra incendios. Extintores móviles

Las características, criterios de calidad y ensayos de los extintores móviles, se ajustarán a lo especificado en el Reglamento de Aparatos a Presión así como a las siguientes normas: UNE 23-110/75, UNE 23-110/80 y UNE 23-110/82.

Los extintores se clasifican en los siguientes tipos, según el agente extintor:

- Extintores de agua.
- Extintores de espuma.
- Extintores de polvo.
- Extintores de anhídrido carbonizo (CO<sub>2</sub>).
- Extintores de hidrocarburos halogenados.

- Extintores específicos para fuegos de metales.

Los agentes de extinción contenidos en extintores portátiles cuando consistan en polvos químicos, espumas o hidrocarburos halogenados, se ajustarán a las siguientes normas: UNE 23-601/79, UNE 23-602/81 y UNE 23-607/82.

En todo caso la eficacia de cada extintor, así como su identificación, según UNE 23-110/75, estará consignada en la etiqueta del mismo.

Se consideran extintores portátiles aquellos cuya masa sea igual o inferior a 20 kg. Si dicha masa fuera superior, el extintor dispondrá de un medio de transporte sobre ruedas.

Se instalará el tipo de extintor adecuado en función de las clases de fuego establecidas en la norma UNE 23-010/76.

En caso de utilizarse en un mismo local extintores de distintos tipos, se tendrá en cuenta la posible incompatibilidad entre los distintos agentes extintores.

Los extintores se situarán conforme a los siguientes criterios:

- Se situarán donde exista mayor probabilidad de originarse un incendio, próximos a las salidas de los locales y siempre en lugares de fácil visibilidad y acceso. - Su ubicación deberá señalizarse, conforme a lo establecido en la norma UNE 23033-81.
- Los extintores portátiles se colocarán sobre soportes fijados a paramentos verticales o pilares, de forma que la parte superior del extintor quede como máximo a 1,70 m del suelo.
- Los extintores que estén sujetos a posibles daños físicos, químicos o atmosféricos deberán estar protegidos.

#### 4. Condiciones de mantenimiento y uso

Todas las instalaciones y medios a que se refiere el DB-SI 4 Detección, control y extinción del incendio, deberán conservarse en buen estado.

En particular, los extintores móviles, deberán someterse a las operaciones de mantenimiento y control de funcionamiento exigibles, según lo que estipule el Reglamento de Instalaciones de Protección contra Incendios.

**Cálculo y Diseño de una micro-central fotovoltaica y mejora de la instalación eléctrica existente en un taller mecánico**

**6. MEDICIONES.**



UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI

**Tarragona**

**2021**

## 6.1. Índice mediciones.

6. MEDICIONES. ....	173
6.1. Índice mediciones. ....	174
6.2. Instalación derivación individual.....	175
6.3. Instalación de generación. ....	177

## 6.2. Instalación derivación individual.

Código	Ud.	Descripción	Cantidad	Longitud	Ancho	Alto	Parciales	Cantidad
mt35amc403a	Ud	Interruptor-seccionador, de 4 módulos, tetrapolar (4P), intensidad nominal 32 A, tensión de aislamiento (Ui) 500 V, impulso de tensión máximo (Uimp) 4 kV, poder de apertura y cierre 3 x In, poder de corte 20 x In durante 0,1 s, intensidad de cortocircuito (Icw) 12 x In durante 1 s, vida útil en vacío 8500 maniobras, vida útil en carga 1500 maniobras, de 72x86x75 mm, grado de protección IP20, montaje sobre carril DIN (35 mm) y fijación a carril mediante garras, según UNE-EN 60947-3.	1				1	1
mt35amc023ee	Ud	Interruptor automático magnetotérmico, de 4 módulos, tetrapolar (4P), intensidad nominal 25 A, poder de corte 6 kA, curva C, de 72x80x77,8 mm, grado de protección IP20, montaje sobre carril DIN (35 mm) y fijación a carril mediante garras, según UNE-EN 60898-1.	1				1	1
mt35amc800bhn	Ud	Fusible cilíndrico, curva gG, intensidad nominal 25 A, poder de corte 100 kA, tamaño 10x38 mm, según UNE-EN 60269-1.	3				3	3
mt35amc812a	Ud	Base modular para fusibles cilíndricos, tripolar (3P), intensidad nominal 32 A, según UNE-EN 60269-1.	1				1	1
mt35con070	Ud	Módulo de fusibles de seguridad, homologado por la empresa suministradora. Incluso fusibles, cableado y accesorios para formar parte de la centralización de contadores.	1				1	1
mt35con010b	Ud	Módulo para ubicación de tres contadores trifásicos, homologado por la empresa suministradora. Incluso cableado y accesorios para formar parte de la centralización de contadores.	1				1	1
mt35con060	Ud	Módulo de bornes de salida y puesta a tierra, homologado por la empresa suministradora. Incluso carril, bornes, cableado y accesorios para formar parte de la centralización de contadores.	1				1	1
mt35cun020d	m	Cable unipolar ES07Z1-K (AS), siendo su tensión asignada de 450/750 V, reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1 según UNE-EN 50575, con conductor multifilar de cobre clase 5 (-K) de 6 mm <sup>2</sup> de sección, con aislamiento de compuesto termoplástico a base de poliolefina libre de halógenos con baja emisión de humos y gases corrosivos (Z1). Según UNE 211025.	1	50			50	

				50
mt35aia010d	m	Tubo curvable de PVC, corrugado, de color negro, de 32 mm de diámetro nominal, para canalización empotrada en obra de fábrica (paredes y techos). Resistencia a la compresión 320 N, resistencia al impacto 1 julio, temperatura de trabajo -5°C hasta 60°C, con grado de protección IP545 según UNE 20324, no propagador de la llama. Según UNE-EN 61386-1 y UNE-EN 61386-22.	1	50
				50
mt35www010	Ud	Material auxiliar para instalaciones eléctricas.	1	1
				1
mo003	h	Oficial 1ª electricista.	40	40
				40
mo102	h	Ayudante electricista.	40	40
				40

### 6.3. Instalación de generación.

Código	Ud.	Descripción	Cantidad	Longitud	Ancho	Alto	Parciales	Cantidad
mt35sol025aCJ	Ud	Módulo solar fotovoltaico de células de silicio monocristalino, potencia máxima (Wp) 545 W, 72 células de 156x156 mm, vidrio exterior templado de 4 mm de espesor, capa adhesiva de etilvinilacetato (EVA), capa posterior de polifluoruro de vinilo, poliéster y polifluoruro de vinilo (TPT), marco de aluminio anodizado, temperatura de trabajo -40°C hasta 85°C, dimensiones 1954x982x45 mm, resistencia a la carga del viento 245 kg/m <sup>2</sup> , resistencia a la carga de la nieve 551 kg/m <sup>2</sup> , peso 29 kg, con caja de conexiones con diodos, cables y conectores.	28				28	28
mt35ifg040b	Ud	Inversor trifásico, potencia máxima de entrada 15 kW, voltaje de entrada máximo 1000 Vcc, rango de voltaje de entrada de 260 a 800 Vcc, potencia nominal de salida 10 kW, potencia máxima de salida 10 kVA, eficiencia máxima 98,3%, dimensiones 460x176x497 mm, con comunicación vía Wi-Fi para control remoto desde un smartphone, tablet o PC, puertos Ethernet y RS-485, y protocolo de comunicación Modbus.	1				1	1
mt35aeg010a	Ud	Armario monobloc de poliéster reforzado con fibra de vidrio, de 250x300x140 mm, color gris RAL 7035, con grados de protección IP66 e IK10.	1				1	1
mt35cun050f	m	Cable unipolar PV_Z1-K (AS+), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1 según UNE-EN 50575, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 16 mm <sup>2</sup> de sección, con aislamiento de compuesto termoestable especial ignífugo y cubierta de compuesto termoplástico a base de poliolefina con baja emisión de humos y gases corrosivos (Z1) de color rojo o negro. Según UNE 21123-4.	1	120			120	120
mt35amc800bg	Ud	Fusible cilíndrico, CC curva gG, intensidad nominal 20 A, poder de corte 100 kA, tamaño 10x38 mm, según UNE-EN 60269-1.	2				2	2
mt35amc811a	Ud	Base modular para fusibles cilíndricos, CC, bipolar (2P),						

		intensidad nominal 32 A, según UNE-EN 60269-1.	1	$\frac{1}{1}$
mt35www010	Ud	Material auxiliar para instalaciones eléctricas.	1	$\frac{1}{1}$
mo003	h	Oficial 1ª electricista.	40	$\frac{40}{40}$
mo102	h	Ayudante electricista.	40	$\frac{40}{40}$

**Cálculo y Diseño de una micro-central fotovoltaica y mejora de la instalación eléctrica existente en un taller mecánico**

**7. PRESUPUESTO.**



UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI

**Tarragona**

**2021**

## 7.1. Índice presupuesto.

7.	PRESUPUESTO.....	179
7.1.	Índice presupuesto. ....	180
7.2.	Precios simples. ....	181
7.2.1.	Instalación derivación individual. ....	181
7.2.2.	Instalación generadora.....	182
7.3.	Precios descompuestos. ....	183
7.3.1.	Instalación Derivación Individual. ....	183
7.3.2.	Instalación generadora.....	184
7.4.	Presupuesto .....	185

## 7.2. Precios simples.

### 7.2.1. Instalación derivación individual.

Código	Unidad	Descripción	Precio unitario (€)
Materiales Partida 1			
mt35amc403a	Ud	Interruptor-seccionador, de 4 módulos, tetrapolar (4P), intensidad nominal 32 A, tensión de aislamiento (Ui) 500 V, impulso de tensión máximo (Uimp) 4 kV, poder de apertura y cierre 3 x In, poder de corte 20 x In durante 0,1 s, intensidad de cortocircuito (Icw) 12 x In durante 1 s, vida útil en vacío 8500 maniobras, vida útil en carga 1500 maniobras, de 72x86x75 mm, grado de protección IP20, montaje sobre carril DIN (35 mm) y fijación a carril mediante garras, según UNE-EN 60947-3.	39,59
mt35amc023ee	Ud	Interruptor automático magnetotérmico, de 4 módulos, tetrapolar (4P), intensidad nominal 25 A, poder de corte 6 kA, curva C, de 72x80x77,8 mm, grado de protección IP20, montaje sobre carril DIN (35 mm) y fijación a carril mediante garras, según UNE-EN 60898-1.	80,54
mt35amc800bhn	Ud	Fusible cilíndrico, curva gG, intensidad nominal 25 A, poder de corte 100 kA, tamaño 10x38 mm, según UNE-EN 60269-1.	0,75
mt35amc812a	Ud	Base modular para fusibles cilíndricos, tripolar (3P), intensidad nominal 32 A, según UNE-EN 60269-1.	15,84
mt35con070	Ud	Módulo de fusibles de seguridad, homologado por la empresa suministradora. Incluso fusibles, cableado y accesorios para formar parte de la centralización de contadores.	70,62
mt35con010b	Ud	Módulo para ubicación de tres contadores trifásicos, homologado por la empresa suministradora. Incluso cableado y accesorios para formar parte de la centralización de contadores.	75,13
mt35con060	Ud	Módulo de bornes de salida y puesta a tierra, homologado por la empresa suministradora. Incluso carril, bornes, cableado y accesorios para formar parte de la centralización de contadores.	81,14
mt35cun020d	m	Cable unipolar ES07Z1-K (AS), siendo su tensión asignada de 450/750 V, reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1 según UNE-EN 50575, con conductor multifilar de cobre clase 5 (-K) de 6 mm <sup>2</sup> de sección, con aislamiento de compuesto termoplástico a base de poliolefina libre de halógenos con baja emisión de humos y gases corrosivos (Z1). Según UNE 211025.	1,32
mt35aia010d	m	Tubo curvable de PVC, corrugado, de color negro, de 32 mm de diámetro nominal, para canalización empotrada en obra de fábrica (paredes y techos). Resistencia a la compresión 320 N, resistencia al impacto 1 julio, temperatura de trabajo -5°C hasta 60°C, con grado de protección IP545 según UNE 20324, no propagador de la llama. Según UNE-EN 61386-1 y UNE-EN 61386-22.	0,59
mt35www010	Ud	Material auxiliar para instalaciones eléctricas.	50

## 7.2.2. Instalación generadora.

Código	Unidad	Descripción	Precio unitario (€)
Materiales Partida 2			
mt35sol025aCJ	Ud	Módulo solar fotovoltaico de células de silicio monocristalino, potencia máxima (Wp) 545 W, 72 células de 156x156 mm, vidrio exterior templado de 4 mm de espesor, capa adhesiva de etilvinilacetato (EVA), capa posterior de polifluoruro de vinilo, poliéster y polifluoruro de vinilo (TPT), marco de aluminio anodizado, temperatura de trabajo -40°C hasta 85°C, dimensiones 1954x982x45 mm, resistencia a la carga del viento 245 kg/m <sup>2</sup> , resistencia a la carga de la nieve 551 kg/m <sup>2</sup> , peso 29 kg, con caja de conexiones con diodos, cables y conectores.	129,98
mt35ifg040b	Ud	Inversor trifásico, potencia máxima de entrada 15 kW, voltaje de entrada máximo 1000 Vcc, rango de voltaje de entrada de 260 a 800 Vcc, potencia nominal de salida 10 kW, potencia máxima de salida 10 kVA, eficiencia máxima 98,3%, dimensiones 460x176x497 mm, con comunicación vía Wi-Fi para control remoto desde un smartphone, tablet o PC, puertos Ethernet y RS-485, y protocolo de comunicación Modbus.	2235,33
mt35aeg010a	Ud	Armario monobloc de poliéster reforzado con fibra de vidrio, de 250x300x140 mm, color gris RAL 7035, con grados de protección IP66 e IK10.	42,8
mt35cun050f	m	Cable unipolar PV_H1Z2Z2-K, siendo su tensión asignada de 1/1 kV, reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1 según UNE-EN 50575, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 16 mm <sup>2</sup> de sección, con aislamiento de compuesto termoestable especial ignífugo y cubierta de compuesto termoplástico a base de poliolefina con baja emisión de humos y gases corrosivos (Z1) de color rojo o negro. Según UNE 21123-4.	2,62
mt35amc800bg m	Ud	Fusible cilíndrico, CC curva gG, intensidad nominal 20 A, poder de corte 100 kA, tamaño 10x38 mm, según UNE-EN 60269-1.	0,75
mt35amc811a	Ud	Base modular para fusibles cilíndricos, CC, bipolar (2P), intensidad nominal 32 A, según UNE-EN 60269-1.	9,17
mt35www010	Ud	Material auxiliar para instalaciones eléctricas.	50

## 7.3. Precios descompuestos.

### 7.3.1. Instalación Derivación Individual.

Código	Unidad	Descripción	Cantidad	Precio Unidad (€)	Importe (€)
<b>1</b>		<b>Materiales</b>			
mt35amc403a	Ud	Interruptor-seccionador, de 4 módulos, tetrapolar (4P), intensidad nominal 32 A, tensión de aislamiento (Ui) 500 V, impulso de tensión máximo (Uimp) 4 kV, poder de apertura y cierre 3 x In, poder de corte 20 x In durante 0,1 s, intensidad de cortocircuito (Icw) 12 x In durante 1 s, vida útil en vacío 8500 maniobras, vida útil en carga 1500 maniobras, de 72x86x75 mm, grado de protección IP20, montaje sobre carril DIN (35 mm) y fijación a carril mediante garras, según UNE-EN 60947-3.	1	39,59	39,59
mt35amc023ee	Ud	Interruptor automático magnetotérmico, de 4 módulos, tetrapolar (4P), intensidad nominal 25 A, poder de corte 6 kA, curva C, de 72x80x77,8 mm, grado de protección IP20, montaje sobre carril DIN (35 mm) y fijación a carril mediante garras, según UNE-EN 60898-1.	1	80,54	80,54
mt35amc800bhn	Ud	Fusible cilíndrico, curva gG, intensidad nominal 25 A, poder de corte 100 kA, tamaño 10x38 mm, según UNE-EN 60269-1.	3	0,75	2,25
mt35amc812a	Ud	Base modular para fusibles cilíndricos, tripolar (3P), intensidad nominal 32 A, según UNE-EN 60269-1.	1	15,84	15,84
mt35con070	Ud	Módulo de fusibles de seguridad, homologado por la empresa suministradora. Incluso fusibles, cableado y accesorios para formar parte de la centralización de contadores.	1	70,62	70,62
mt35con010b	Ud	Módulo para ubicación de tres contadores trifásicos, homologado por la empresa suministradora. Incluso cableado y accesorios para formar parte de la centralización de contadores.	1	75,13	75,13
mt35con060	Ud	Módulo de bornes de salida y puesta a tierra, homologado por la empresa suministradora. Incluso carril, bornes, cableado y accesorios para formar parte de la centralización de contadores.	1	81,14	81,14
mt35cun020d	m	Cable unipolar PV_H1Z2Z2-K, siendo su tensión asignada de 1/1 kV, reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1 según UNE-EN 50575, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 16 mm <sup>2</sup> de sección, con aislamiento de compuesto termoestable especial ignífugo y cubierta de compuesto termoplástico a base de poliolefina con baja emisión de humos y gases corrosivos (Z1) de color rojo o negro. Según UNE 21123-4.	50	1,32	66
mt35aia010d	m	Tubo curvable de PVC, corrugado, de color negro, de 32 mm de diámetro nominal, para canalización empotrada en obra de fábrica (paredes y techos). Resistencia a la compresión 320 N, resistencia al impacto 1 julio, temperatura de trabajo -5°C hasta 60°C, con grado de protección IP545 según UNE 20324, no propagador de la llama. Según UNE-EN 61386-1 y UNE-EN 61386-22.	10	0,59	5,9
mt35www010	Ud	Material auxiliar para instalaciones eléctricas.	1	1,48	1,48
<b>Subtotal materiales:</b>					<b>438,49</b>
<b>2</b>		<b>Mano de obra</b>			
mo003	h	Oficial 1ª electricista.	8	21,43	171,44
mo102	h	Ayudante electricista.	8	18,5	148
<b>Subtotal mano de obra:</b>					<b>319,44</b>
<b>3</b>		<b>Costes directos complementarios</b>			
	%	Costes directos complementarios	2	757,93	15,16
<b>1</b>			<b>Costes directos (1+2+3):</b>		<b>773,09</b>

### 7.3.2. Instalación generadora.

Código	Unidad	Descripción	Cantidad	Precio unidad (€)	Importe (€)
<b>1</b>		<b>Materiales</b>			
mt35sol025aCJ	Ud	Módulo solar fotovoltaico de células de silicio monocristalino, potencia máxima (Wp) 545 W, 72 células de 156x156 mm, vidrio exterior templado de 4 mm de espesor, capa adhesiva de etilvinilacetato (EVA), capa posterior de polifluoruro de vinilo, poliéster y polifluoruro de vinilo (TPT), marco de aluminio anodizado, temperatura de trabajo -40°C hasta 85°C, dimensiones 1954x982x45 mm, resistencia a la carga del viento 245 kg/m <sup>2</sup> , resistencia a la carga de la nieve 551 kg/m <sup>2</sup> , peso 29 kg, con caja de conexiones con diodos, cables y conectores.	28,000	129,98	3639,44
mt35ifg040b	Ud	Inversor trifásico, potencia máxima de entrada 15 kW, voltaje de entrada máximo 1000 Vcc, rango de voltaje de entrada de 260 a 800 Vcc, potencia nominal de salida 10 kW, potencia máxima de salida 10 kVA, eficiencia máxima 98,3%, dimensiones 460x176x497 mm, con comunicación vía Wi-Fi para control remoto desde un smartphone, tablet o PC, puertos Ethernet y RS-485, y protocolo de comunicación Modbus.	1,000	2235,33	2235,33
mt35aeg010a	Ud	Armario monobloc de poliéster reforzado con fibra de vidrio, de 250x300x140 mm, color gris RAL 7035, con grados de protección IP66 e IK10.	1,000	42,80	42,80
mt35cun050f	m	Cable unipolar PV_Z1-K (AS+), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1 según UNE-EN 50575, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 16 mm <sup>2</sup> de sección, con aislamiento de compuesto termoestable especial ignífugo y cubierta de compuesto termoplástico a base de poliolefina con baja emisión de humos y gases corrosivos (Z1) de color rojo o negro. Según UNE 21123-4.	120,000	2,62	314,40
mt35amc800bgm	Ud	Fusible cilíndrico, CC curva gG, intensidad nominal 20 A, poder de corte 100 kA, tamaño 10x38 mm, según UNE-EN 60269-1.	2,000	0,75	1,50
mt35amc811a	Ud	Base modular para fusibles cilíndricos, CC, bipolar (2P), intensidad nominal 32 A, según UNE-EN 60269-1.	1,000	9,17	9,17
mt35www010	Ud	Material auxiliar para instalaciones eléctricas.	1	50	50
Subtotal materiales:					6292,64
<b>2</b>		<b>Mano de obra</b>			
mo003	h	Oficial 1ª electricista.	40	21,43	857,2
mo102	h	Ayudante electricista.	40	18,5	740
Subtotal mano de obra:					1597,20
<b>3</b>		<b>Costes directos complementarios</b>			
	%	Costes directos complementarios	2	7889,84	157,8
Costes directos (1+2+3):					8047,64

## 7.4. Presupuesto.

Partida	Descripción	Precio
1	Instalación derivación individual	822,58 €
2	Instalación generadora	8.047,64 €
<b>TOTAL EJECUCIÓN</b>		<b>8.870,22 €</b>
	13% Gastos generales	1.153,13 €
	6% Beneficio industrial	532,21 €
	<b>SUMA G.G y B.I</b>	<b>1.685,34 €</b>
	<b>TOTAL SIN IVA</b>	<b>10.555,56 €</b>
	21% IVA	2.216,67 €
<b>2</b>	<b>TOTAL</b>	<b>12.772,23 €</b>