



UNIVERSIDAD DE JAÉN
Escuela Politécnica Superior de Jaén

Trabajo Fin de Grado

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED PARA ACEITES CAMPOLIVA S.L

Alumno: Juan Gómez Hermoso

Tutor: Prof. D. Jesús de la Casa Hernández
Dpto: Ingeniería Eléctrica

Julio, 2018



Universidad de Jaén
Escuela Politécnica Superior de Jaén
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Don Jesús de la Casa Hernández, tutor del Proyecto Fin de Carrera titulado:
Instalación fotovoltaica conectada a red para Aceites Campoliva S.L., que presenta
Juan Gómez Hermoso, autoriza su presentación para defensa y evaluación en la
Escuela Politécnica Superior de Jaén.

Jaén, Julio de 2018

El alumno:

Los tutores:

Juan Gómez Hermoso

Jesús de la Casa Hernández

ÍNDICE

1- MEMORIA.....	8
1.1- Alcance y objetivos del proyecto	8
1.2- Antecedentes.....	8
1.3- Localización	9
1.4- Reglamento y normativa aplicada	10
1.5- Posibles zonas para la instalación de módulos	10
1.6- Descripción general de la instalación fotovoltaica	11
1.7- Generador fotovoltaico.....	11
1.8- Inversor.....	13
1.9- Estructura soporte.....	15
1.10- Cableado.....	15
1.10.1- Cableado DC.....	16
1.10.2- Cableado AC.....	16
1.11- Protecciones	17
1.11.1- Protecciones en DC	17
1.11.2- Protecciones en AC.....	18
1.12- Puesta a tierra	19
1.13- Medida de la energía.....	20
1.14- Energía neta generada.....	21
2- ANEXOS A LA MEMORIA.....	23
A- ANEXO I: CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS	23
2.1- Datos consumo eléctrico	23
2.2- Dimensionado del generador fotovoltaico	23
2.2.1- Emplazamiento.....	23
2.2.2- Especificaciones técnicas del módulo fotovoltaico.	24
2.2.3- Especificaciones del inversor	25
2.2.4- Orientación e inclinación de los paneles	25
2.2.5- Distancia mínima entre módulos.....	26
2.2.6- Cálculo de módulos en serie y en paralelo.....	31
2.2.7- Configuración serie-paralelo elegida	34
2.2.8- Distribución de los paneles	34
2.3- Inversor	35
2.4- Estructura	36

2.5- Estudio del recurso solar	36
2.6- Rendimiento energético de la instalación	38
2.6.1- Cálculo de pérdidas por inclinación y orientación	38
2.6.2- Pérdidas por conexionado	39
2.6.3- Pérdidas por suciedad o polvo	39
2.6.4- Pérdidas por sombras	40
2.6.5- Pérdidas por temperatura	40
2.6.6- Pérdidas espectrales y angulares	41
2.6.7- Pérdidas en el cableado	41
2.6.8- Pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia	42
2.6.9- Pérdidas por rendimiento de conversión DC/AC del inversor	42
2.6.10- Performance Ratio (PR)	42
2.6.11- Estimación de la producción energética mensual y anual de la instalación.....	43
2.7- Cálculos eléctricos	46
2.7.1- Introducción.....	46
2.7.2- Dimensionado de los conductores en continua.....	46
2.7.3- Dimensionado de conductores en alterna	51
2.8- Protecciones.....	52
2.8.1- Protecciones en corriente continua	53
2.8.2- Protecciones en corriente alterna.....	53
2.9- Puesta a tierra.....	54
B- ANEXO II: DATOS DE RADIACIÓN Y TEMPERATURA	56
C- ANEXO III: ESPECIFICACIONES MATERIALES	69
Panel fotovoltaico	69
Inversor	71
Cableado	74
Estructura soporte	75
Contador bidireccional trifásico	79
Cuadro de protección	82
Interruptor magnetotérmico.....	84
Interruptor diferencial.....	85
Caja general de protección	87
D- ANEXO IV: ESTUDIO ECONÓMICO	89
3.1- Estudio económico.....	89
3.1.1- Objeto	89
3.1.2- Retribuciones	91

3.1.3- Costes	93
E- ANEXO V: ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD	97
4.1- Justificación	97
4.2- Objeto	97
4.3- Descripción de la obra	98
4.4- Normas generales para la prevención de accidentes	98
4.5- Actividades a realizar	99
4.6- Identificación de los riesgos evitables	99
4.7- Riesgos laborales que no pueden eliminarse	100
4.7.1- Trabajos en cubiertas	100
4.7.2- Trabajos que implican riesgos especiales	101
4.7.3- Medidas en caso de emergencia	101
4.8- Prevención de riesgos profesionales	101
4.9- Prevención de riesgos individuales	102
4.9.1- Protecciones de la cabeza	102
4.9.2- Protecciones del cuerpo	102
4.9.3- Protecciones de extremidades inferiores	102
4.10- Formación	103
4.11- Asistencia primaria	104
F- ANEXO VI: ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL	106
5.1- Estudio de impacto ambiental	106
6- PLANOS	107
6.1- Plano de situación	107
6.2- Plano de emplazamiento	107
6.3- Esquema unifilar	107
6.4- Plano de distribución de los módulos fotovoltaicos	107
.....	111
7- PLIEGO DE CONDICIONES	112
7.1- Objeto de este pliego	112
7.2- Descripción de las obras	112
7.3- Documentos que definen las obras	113
7.4- Disposiciones vigentes	113
7.5- Características y calidad de los materiales	114
7.5.1- Estructuras metálicas	114
7.5.2- Generador fotovoltaico	114
7.5.3- Módulos fotovoltaicos	115

PROYECTO: Instalación fotovoltaica conectada a red para Aceites Campoliva S.L.
AUTOR: Juan Gómez Hermoso.

7.5.4- Inversor	115
7.5.6- Red de corriente continua	116
7.5.7- Puesta a tierra.....	116
7.6- Ejecución de las obras	117
7.7- Ensayo y pruebas de recepción	117
8- PRESUPUESTO Y MEDICIONES.....	119
9- BIBLIOGRAFÍA	125

ÍNDICE DE TABLAS:

Tabla 1. Características eléctricas del módulo FV.	13
Tabla 2. Características térmicas del módulo FV.....	13
Tabla 3. Características físicas del módulo FV.....	13
Tabla 4. Datos técnicos del generador fotovoltaico.....	13
Tabla 5. Características eléctricas del inversor.	14
Tabla 6. Características físicas del inversor.	14
Tabla 7. Secciones de los conductores de protección.	19
Tabla 8. Características eléctricas del contador de medida.....	20
Tabla 9. Energía vertida en red.	22
Tabla 10. Consumo de energía activa.	23
Tabla 11. Características eléctricas del módulo fotovoltaico.	24
Tabla 12. Parámetros térmicos del módulo fotovoltaico.	24
Tabla 13. Valores de entrada DC del inversor.	25
Tabla 14. Parámetros térmicos del módulo fotovoltaico.	33
Tabla 15. Datos técnicos del generador fotovoltaico.	34
Tabla 16. Coordenadas geográficas Aceites Campoliva.	36
Tabla 17. Coeficientes de temperatura del módulo fotovoltaico.	40
Tabla 18. Pérdidas por temperatura en Jaén.	41
Tabla 19. Consumo de energía activa por periodos horarios.	45
Tabla 20. Balance de energía producida neta y consumo.	45
Tabla 21. Sección de los conductores en cada tramo.....	52
Tabla 22. Sección de los conductores de protección en cada tramo.....	55

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES:

Ilustración 1. Vista aérea del emplazamiento de la instalación. Fuente: Google Maps.	9
Ilustración 2. Vista aérea emplazamiento. División de los tejados.	12
Ilustración 3. Inversor SUNSYS PRO R02.	14
Ilustración 4. Estructura soporte VENTO4BASIC.	15
Ilustración 5. Esquema de puesta a tierra.	19
Ilustración 6. Balances y resultados importantes obtenidos de PVSyst.	21
Ilustración 7. Producciones normalizadas y factor de rendimiento (PR).	22
Ilustración 8. Ángulo azimut. Fuente PCT-IDAE.	25
Ilustración 9. Ángulo de inclinación. Fuente PCT-IDAE.	26
Ilustración 10. Orientación y acimut con PVSyst.	26
Ilustración 11. Valores de k según la latitud.	27
Ilustración 12. Cálculo de distancia entre paneles.	27
Ilustración 13. Vista genérica de la construcción del módulo fotovoltaico. Fuente: Ficha técnica módulo FV.	28
Ilustración 14. Inclinación del tejado 1.	29
Ilustración 15. Resultado de sombras para el tejado 1.	29
Ilustración 16. Inclinación del tejado 2.	30
Ilustración 17. Resultado de sombras para el tejado 2.	30
Ilustración 18. Inclinación de tejado 3.	30
Ilustración 19. Resultado de sombras para el tejado 3.	31
Ilustración 20. Cálculo de módulos en serie y en paralelo mediante PVSyst.	32
Ilustración 21. Curva I-V módulo FV. Fuente: Ficha técnica Suntech.	33
Ilustración 22. Vista general inversor SUNSYS. Fuente: Ficha técnica SOCOMEC.	35
Ilustración 23. Estructura soporte VENTO4BASIC.	36
Ilustración 24. Evolución mensual irradiación solar. Fuente: PVGIS.	37
Ilustración 25. Irradiación diaria (Hd) e irradiación global (Hm).	37
Ilustración 26. Pérdidas según inclinación y azimut. Fuente: PCT-IDAE.	38
Ilustración 27. Curva eficiencia-potencia. Fuente: Ficha técnica SOCOMEC.	42
Ilustración 28. PR mensual a través de PVSyst.	43
Ilustración 29. Balances y resultados importantes obtenidos de PVSyst.	44
Ilustración 30. Producciones normalizadas y factor de rendimiento (PR).	44
Ilustración 31. Tabla factores corrección para temperaturas distintas de 40°C.	47
Ilustración 32. Tabla intensidades máximas admisibles. Fuente: UNE 20460-5-523.	48
Ilustración 33. Distancia entre cuadro de conexión y módulo más alejado.	49
Ilustración 34. Esquema conexión planta FV a red.	51
Ilustración 35. Secciones conductor protección. Fuente: ITC-BT-19.	52
Ilustración 36. Generador y masas puestas a tierra en el mismo electrodo.	54
Ilustración 37. Conductores de protección.	55
Ilustración 38. Irradiancia solar diaria media con PVGIS.	56
Ilustración 39. Parámetros retributivos de las instalaciones tipo de referencia con autorización de explotación definitiva en los años 2017, 2018 y 2019.	91
Ilustración 40. Precios anuales kWh.	93

1- MEMORIA

1.1- Alcance y objetivos del proyecto

El presente documento muestra el diseño de una instalación fotovoltaica conectada a red de 57,330 kWp para Aceites Campoliva S.L de Pegalajar (Jaén). El objetivo de este proyecto es dotar a esta empresa de una instalación generadora de electricidad, de modo que produzca un ahorro tanto energético como económico de una manera eficiente y ecológica.

En primer lugar, se ha analizado el emplazamiento y consumo eléctrico de Aceites Campoliva S.L. Tras conocer el alto consumo energético de esta empresa y la idoneidad de la ubicación, se ha procedido al diseño de la instalación según la legislación y normativa vigente.

Para ello se ha elaborado una memoria donde se explica cada componente y aspectos relacionados de la instalación, calculando y razonando cada uno de ellos en el anexo I de cálculos justificativos.

En el anexo II se han obtenido los datos de radiación y temperatura a través de la herramienta PVGIS. Se incluye la irradiancia global en un plano fijo, irradiancia difusa en un plano fijo y el perfil de temperatura medida durante todo el día. Además, se incluye gráfica entre irradiancia global y difusa obtenida.

En el anexo III, se han añadido las especificaciones materiales de cada uno de los elementos utilizados en este proyecto.

En cuanto al anexo IV, nos encontramos un estudio económico donde se analiza la viabilidad del proyecto. En este documento, se contempla la decisión de verter toda la energía generada a la red para su venta en el mercado eléctrico, en lugar de que nuestra instalación trabaje en una modalidad de autoconsumo.

Además, en el anexo V se ha redactado un estudio básico de seguridad y salud para precisar las normas de seguridad y salud aplicables a la obra. Por otra parte, en el anexo IV se ha definido un estudio de impacto ambiental para ver el impacto y los beneficios que podría ocasionar nuestra instalación en el entorno.

Por último, para la puesta en marcha y ejecución del proyecto, nos encontramos los documentos de planos y el documento de presupuesto y mediciones, con un importe total del presupuesto de 146.110,22€

1.2- Antecedentes

Debido a que cada año se registran nuevos récords de precios mínimos de paneles fotovoltaicos, y por lo tanto, una clara tendencia a la baja en el precio de instalaciones fotovoltaicas, nos encontramos en un buen momento para realizar este tipo de instalaciones.

PROYECTO: Instalación fotovoltaica conectada a red para Aceites Campoliva S.L.
AUTOR: Juan Gómez Hermoso.

Aunque, si bien es cierto que en España hay cierta inseguridad jurídica, algo que en estos últimos meses se está intentando de revertir, esta tecnología de generación eléctrica se impondrá entre las fuentes principales de energía, contribuyendo en el futuro a las “Smart Grid” o redes inteligentes.

Los motivos principales que han impulsado la creación de este proyecto han sido principalmente dos. Por un lado, el gasto cercano a los 11.000 € anuales que tiene que afrontar la empresa solo en el apartado referente a consumo de kWh en la factura eléctrica (no se ha incluido el gasto por potencia contratada, alquiler de equipos, IVA, etc.).

Por otro lado, si observamos un mapa de zonas climáticas de España en las que divide al país según la radiación solar global recibida, comprobaremos que el municipio de Pegalajar se encuentra en la zona climática IV.

1.3- Localización

La empresa para la cual se realiza este proyecto y en la cual puede ser implantada la instalación se encuentra en el Camino Real, s/n, 23110 Pegalajar, Jaén.

Sus coordenadas GSM son:

Latitud: 37° 44' 16.843" N.

Longitud: 3° 38' 22.409" O.

A continuación, se muestra una imagen del emplazamiento de la instalación, que se podrá ver con más detalle en el capítulo de planos.

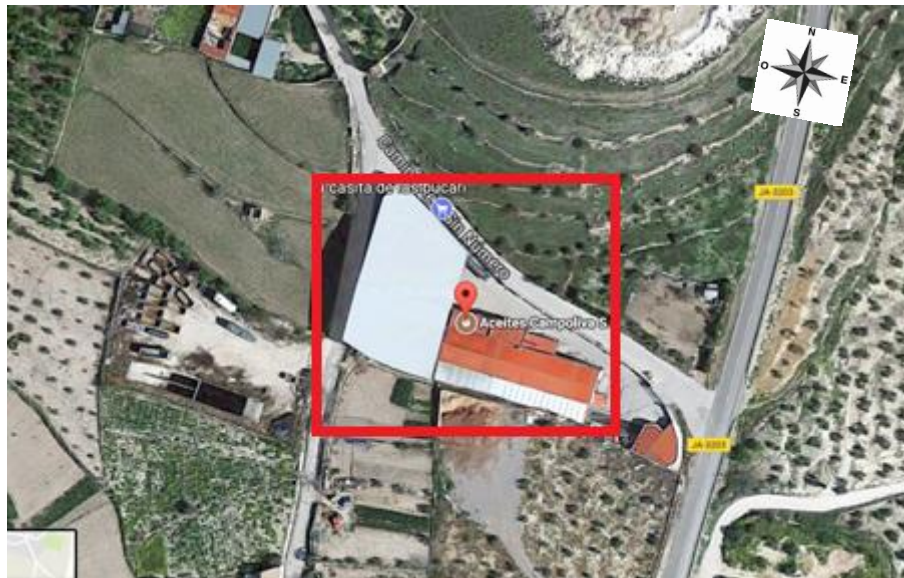


Ilustración 1. Vista aérea del emplazamiento de la instalación. Fuente: Google Maps.

1.4- Reglamento y normativa aplicada

- IDAE. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Fotovoltáicas Conectadas a Red. Madrid, 2011.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.
- ENDESA. Normas Técnicas Particulares de Instalaciones Fotovoltáicas Interconectadas a la Red de Distribución de Baja Tensión. 2009.
- 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 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.
- Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Orden ETU/130/2017, de 17 de febrero, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al semiperíodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2017.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Normas UNE que sean de aplicación.

1.5- Posibles zonas para la instalación de módulos

La empresa cuenta con zonas apropiadas para la instalación de módulos fotovoltaicos. Estas zonas están situadas en las cubiertas. El recinto de la empresa cuenta con una cubierta inclinada, con unos valores de inclinación, dónde una cara de la cubierta está orientada hacia el sur.

Pese a que las cubiertas están inclinadas, no son las condiciones óptimas para la inclinación de los módulos por lo que se ha optado por montar los módulos en una estructura soporte regulable para así tener la mayor eficiencia posible. La instalación cuenta además con otras dos cubiertas inclinadas, correspondientes al edificio de la empresa, adyacentes a la cubierta inclinada del recinto, a una menor altura, con una superficie suficientemente grande y una buena resistencia para la instalación de los módulos fotovoltaicos, aguantando perfectamente el peso de los módulos.

Por otra parte, hay otras dos cubiertas de gran superficie orientadas al norte. Dado que instalar los módulos fotovoltaicos en la cara del tejado que está dirigida al norte supondría una

PROYECTO: Instalación fotovoltaica conectada a red para Aceites Campoliva S.L.
AUTOR: Juan Gómez Hermoso.

cantidad de pérdidas enorme, lo cual sería ineficiente, se ha decidido no colocar ningún módulo fotovoltaico en esas cubiertas.

Teniendo en cuenta las características del edificio y recinto de la empresa se ha considerado que la cubierta inclinada del recinto (orientada al sur) y la cubierta inclinada del edificio adyacente son las zonas más apropiadas para la instalación de módulos fotovoltaicos para obtener un mayor beneficio de la instalación.

1.6- Descripción general de la instalación fotovoltaica

La instalación fotovoltaica de 57,330 kWp estará formada por 182 paneles solares de 315 W policristalinos del fabricante Suntech. Estos paneles estarán conectados en 13 filas en paralelo con 14 módulos en serie en cada fila. Dichos módulos tendrán una inclinación de 35°.

El encargado de convertir la corriente continua a alterna será el Inversor Red SUNSYS PRO R02 del fabricante SOCOMEC. Entre la conexión del generador fotovoltaico y el inversor dispondremos de una caja de conexiones general (CCG) STC16 160 A.

En la parte de AC, se instalará un cuadro general (CG), que albergará distintos interruptores de protección, y el cuadro general de protección (CGP) que será la frontera entre el propietario y la compañía distribuidora.

La medida de consumo y energía inyectada a la red se realizará mediante un contador bidireccional trifásico, en este caso se ha elegido el contador CIRWATT B 410D. En los siguientes apartados se detallará la descripción de cada uno de los elementos que forman la instalación.

1.7- Generador fotovoltaico

El generador fotovoltaico estará situado sobre tres tejados. A continuación, se muestra una imagen aclarando la identificación de cada tejado para referirnos de aquí en adelante a estos. Esta identificación se puede ver con más detalle en el apartado 3.3 de los planos, donde se puede observar la distribución y agrupación de los módulos fotovoltaicos en los tres tejados.



Ilustración 2. Vista aérea emplazamiento. División de los tejados.

La distribución de los módulos fotovoltaicos será de la siguiente manera:

- Tejado 1:
 - Filas: 7
 - Nº total de módulos: 98
- Tejado 2:
 - Filas: 3
 - Nº total de módulos: 42
- Tejado 3:
 - Filas: 3
 - Nº total de módulos: 42

El modelo fotovoltaico elegido ha sido el STP315-24/Vem del fabricante SUNTECH. Los módulos están formados por 72 células policristalinas, con textura y capa anti reflexiva, de forma rectangular y de alta eficiencia de conversión (mayor del 15%). Los módulos estarán certificados según las exigencias europeas e internacionales vigentes:

- IEC 61215: Módulos fotovoltaicos (FV) para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación. Parte 1-1: Requisitos especiales de ensayo para los módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino.
- IEC 61730: Cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos (FV). Parte 1: Requisitos de construcción.

El panel tiene las siguientes características eléctricas y físicas:

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS MÓDULO			
	SÍMBOLO	VALOR	UNIDAD
POTENCIA MÁXIMA	P _{mp}	315	W
TENSIÓN EN CIRCUITO ABIERTO	V _{oc}	45,1	V
CORRIENTE EN CORTOCIRCUITO	I _{sc}	9,02	A

TENSIÓN PUNTO MÁXIMA POTENCIA	V _{mp}	36,8	V
CORRIENTE EN PUNTO MÁXIMA POTENCIA	I _{mp}	8,56	A
EFICIENCIA	η	16,2	%

Tabla 1. Características eléctricas del módulo FV.

PARÁMETROS TÉRMICOS MÓDULO			
	SÍMBOLO	VALOR	UNIDAD
COEFICIENTE DE TEMPERATURA DE I_{sc}	α	0,067	%/°C
COEFICIENTE DE TEMPERATURA DE V_{oc}	β	-0,33	%/°C
COEFICIENTE DE TEMPERATURA DE P	γ	-0,41	%/°C

Tabla 2. Características térmicas del módulo FV.

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS MÓDULO		
	VALOR	UNIDAD
DIMENSIONES	1956x992x40	mm
PESO	25,8	kg
CÉLULA SOLAR	Policristalina (156x156)	

Tabla 3. Características físicas del módulo FV.

El generador fotovoltaico tendrá las siguientes características eléctricas:

DATOS TÉCNICOS GENERADOR		
POTENCIA MÁXIMA	57330	W
TENSIÓN MÁXIMA	515,2	V
INTENSIDAD MÁXIMA	111,28	A
V_{oc}	631,4	V
I_{sc}	117,26	A
FILAS PARALELO	13	
FILAS SERIE	14	

Tabla 4. Datos técnicos del generador fotovoltaico.

Las características están medidas en condiciones STC (Standard Test Conditions) como indica el fabricante, que son de 1000 W/m², temperatura de la célula a 25 °C y AM 1.5.

1.8- Inversor

El equipo electrónico que convertirá la corriente DC en AC será un Inversor de Conexión a Red SUNSYS PRO R02 del fabricante SOCOMEC. Este inversor ha sido seleccionado por diferentes razones. En primer lugar, pese a ser de una potencia claramente superior a la potencia a instalar, era un inversor que se encontraba en el rango de corriente y tensión máxima tras los cálculos de módulos serie y paralelo. En segundo lugar, compatible con el programa PVSyst. En tercer lugar, que tenga incluido un transformador para separación galvánica entre la parte C.C. y la C.A. (de acuerdo con el R. D. 1699/2011, de 18 de noviembre).

PROYECTO: Instalación fotovoltaica conectada a red para Aceites Campoliva S.L.
AUTOR: Juan Gómez Hermoso.

Las características del inversor son las siguientes:

CARACTERÍSTICAS ELÉCRICAS	
VALORES DE ENTRADA DC	
RANGO TENSIÓN MPP	450-850 V
TENSIÓN MAXIMA	900 V
CORRIENTE MÁXIMA	160 A
MPPT	1 a 2
VALORES DE SALIDA AC	
POTENCIA NOMINAL	66,7 kW
CORRIENTE MÁXIMA	106 A
TENSIÓN NOMINAL	400 V
FRECUENCIA NOMINAL	50 Hz
RENDIMIENTO	
EFICIENCIA MÁXIMA	97,00%
EUROEFICIENCIA	96,00%

Tabla 5. Características eléctricas del inversor.

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS	
DIMENSIONES	1400x795x600 (mm)
PESO	525 kg

Tabla 6. Características físicas del inversor.

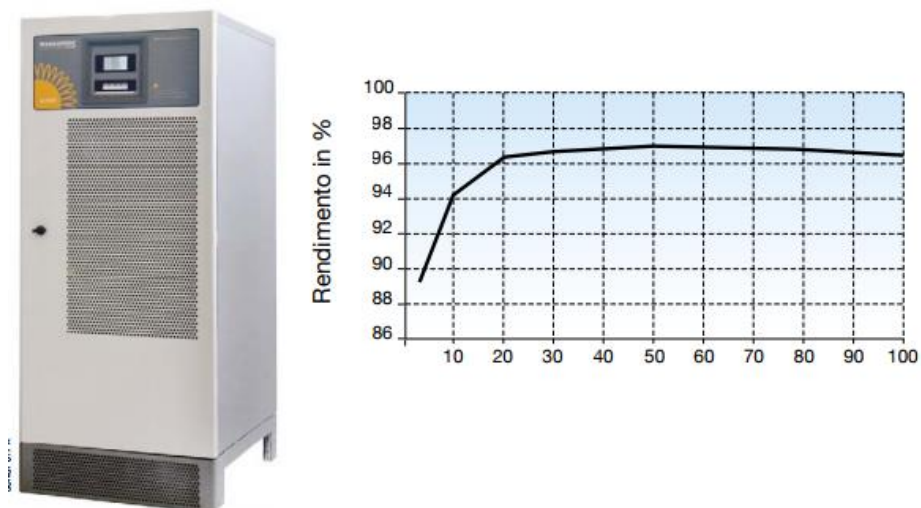


Ilustración 3. Inversor SUNSYS PRO R02.

El inversor irá ubicado en el exterior, en una caseta especialmente habilitada para su instalación.

1.9- Estructura soporte

Los módulos fotovoltaicos serán instalados en los tejados de chapa de los dos edificios mediante estructuras fijas. La estructura elegida ha sido el modelo VENTO4BASIC del fabricante WURTH, comercializado por Merkasol.

La estructura consiste en un sistema modular construido en aluminio. Nos dará un mayor rendimiento gracias a su sistema de anclaje regulable. Todos los componentes del sistema están fabricados en aluminio o acero inoxidable A2 de alta calidad, de manera que queda garantizada una gran resistencia a la corrosión. Además, posee una resistencia de vientos continuos de hasta 120 km/h. Para instalar los 182 módulos, se van a necesitar 46 estructuras.



Ilustración 4. Estructura soporte VENTO4BASIC.

1.10- Cableado

El generador fotovoltaico, formado por 13 ramales, estará conectado con los 16 strings de la CCG STC16 160 A. De la CCG saldrá una línea DC hacia el inversor, y desde este, una línea trifásica hasta el CG, siguiendo hasta el contador de medida y acabando en el CGP, límite entre la compañía distribuidora y el propietario.

Las características de la CCG STC16 160 A son las siguientes:

- Hasta 16 entradas.
- Sin monitorización.
- Fusibles de 16 A de protección en positivo y negativo.
- Salida con Seccionador hasta 1000 V_{dc} y 160 A.
- Sin contacto auxiliar de estado.
- Dimensiones 700x500x300.
- Protección IP55.
- Entradas y Salidas con prensaestopas.
- Con protector sobretensiones de continua clase 2 hasta 1000 V_{dc}, sin contacto auxiliar.

1.10.1- Cableado DC

El cableado DC estará dividido en dos tramos. Por un lado, tendremos el cableado que une los distintos módulos con la CCG, y por otro, el cableado que une la CCG con el inversor. El cableado utilizado será de **P-SUN SP** ya que cumple la normativa AENOR0038 para cables eléctricos de utilización en circuitos de sistemas fotovoltaicos.

Las características del cable P-SUN SP son las siguientes:

- Temperatura de servicio: -40 °C, +120 °C (20.000 h); -40 °C, +90 °C (30 años)
- Tensión nominal: 0,6/1 kV (tensión máxima en alterna: 0,7/1,2 kV, tensión máxima en continua: 0,9/1,8 kV)
- No propagación de la llama: EN 60332-1; IEC 60332-1.
- Libre de halógenos: EN 50267-2-1; IEC 60754-1; BS 6425-1.
- Reducida emisión de gases tóxicos: EN 50305 ITC 3
- Baja emisión de humos opacos: EN 61034-2; IEC 61034-2.
- Nula emisión de gases corrosivos: UNE EN 50267-2-2; IEC 60754-2.
- Resistencia a: absorción de agua, frío, rayos ultravioletas, agentes químicos, grasas y aceites, abrasión y a golpes.
- Cable conductor metálico: cobre electrolítico, estañado. Flexible clase 5 según UNE EN 60228.
- Aislamiento de goma tipo EI6 según UNE-EN 50363-1 que confiere unas elevadas características eléctricas y mecánicas.

- Primer tramo

El cableado para unir cada uno de los 13 ramales con la CCG será un cableado especial para instalaciones fotovoltaicas, que será el modelo P-SUN SP con tensiones máximas de corriente continua de 0,9/1,8 kV de 10 mm². Este cableado discurrirá en paralelo con las filas de módulos. El cableado irá guiado dentro de la bandeja metálica de rejillas hasta la CCG.

- Segundo tramo

El cableado que unirá la CCG con el inversor se hará mediante el modelo P-SUN SP con tensiones máximas de corriente continua de 0,9/1,8 kV de 50 mm². Este cableado también irá guiado sobre una bandeja metálica de rejilla.

1.10.2- Cableado AC

La línea trifásica que une el inversor con la CG será de tipo cobre, con una sección adecuada de 35 mm² para cumplir los límites de caída de tensión del 1.5%. La tensión asignada será de

PROYECTO: Instalación fotovoltaica conectada a red para Aceites Campoliva S.L.
AUTOR: Juan Gómez Hermoso.

0.6/1 kV (máxima en corriente alterna de 0.7/1.2 kV), cumpliendo con la norma UNE-HD 603, siendo también el tipo de cable P-SUN SP.

Las conexiones entre inversor, CG, contador de media y CGP se realizarán con el mismo tipo de cableado. Este estará formado por una terna de cables unipolares de 35mm² de cobre con un aislamiento XLPE de 16 mm², con neutro de la misma sección.

1.11- Protecciones

Todas las protecciones instaladas que se detallan a continuación cumplirán con la normativa detallada en:

- ITC-BT-22. Protecciones contra sobreintensidades.
- ITC-BT-23. Protecciones contra sobretensiones.
- ITC-BT-24. Protecciones contra contactos directos e indirectos.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula las protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Norma Técnica Particular de Endesa para Instalaciones Fotovoltaicas Interconectadas a la Red de Baja Tensión (NTP-FVBT).

1.11.1- Protecciones en DC

1.11.1.1- Protecciones frente a sobretensiones

El nivel de riesgo frente a sobretensiones en la instalación depende de diferentes factores, tales como del nivel isoceraúnico, del tipo de acometida aérea o subterránea de alimentación al centro de transformación, proximidad al transformador de potencia y características de los equipos de la instalación.

La necesidad de una protección frente a sobretensiones se fundamenta, en primer lugar, en aportar seguridad a las personas y, en segundo lugar, en proteger a las instalaciones y equipos por el alto coste que supone la eventual sustitución o reparación de los mismos.

La zona donde se instalará el generador fotovoltaico tiene un bajo nivel isoceraúnico, y por tanto no será necesario disponer de pararrayos como medida de protección externa. Si se dispondrá de una protección interna de los elementos de la instalación por la limitación de las sobretensiones mediante dispositivos de protección y la utilización de una conexión equipotencial en la puesta a tierra de la instalación.

Estos dispositivos de protección frente a sobretensiones en la red C.C. será una CCG de 16 strings STC16 160 A (ACCCAC0011) con bases portafusibles y fusibles de 16 A tanto en la parte positiva como en la negativa del circuito. Estos fusibles serán una medida de protección de sobreintensidades. Además, esta CCG contará con un seccionador de hasta 1000 V_{dc} y 160 A para poder aislar el generador fotovoltaico del inversor.

1.11.1.2- Protecciones de personas

Para la protección de personas en la red C.C. se utilizarán las siguientes medidas:

- Todas las medidas necesarias para impedir el contacto de las personas con las partes activas de la instalación (por aislamiento de las partes activas; por barreras o envolventes, etc.) y recogidas en la norma UNE20460-4-41.
- Utilización de una configuración flotante para el generador: Esto garantiza la protección frente a contactos directos, al circular por la persona corrientes de muy baja intensidad; y la protección frente a contactos indirectos, ya que, en un primer defecto, la corriente de fallo es prácticamente nula y por tanto muy bajo el potencial que adquieren las masas.
- Utilización de un controlador permanente de aislamiento. Para garantizar la configuración flotante con una elevada resistencia de aislamiento. Un primer defecto en la instalación dejaría ésta sin efectividad. Para evitar esta situación, se instalará un controlador permanente de aislamiento que dará una alarma si la resistencia de aislamiento cae por debajo del nivel de ajuste.

El nivel de ajuste de resistencia mínimo del controlador será siempre superior a 10 veces la máxima tensión que se pueda dar a circuito abierto en el generador. Este valor calculado en el apartado del anexo de cálculos 2.2.6 es de aproximadamente 770 V. El ajuste será por tanto igual o superior al valor de 7,7 K Ω .

- Puesta a tierra de las masas. Todas las masas metálicas de la red de corriente continua susceptibles de adquirir tensión ante defectos de aislamiento estarán puestas a tierra.

1.11.2- Protecciones en AC

El cuadro general de baja tensión estará ubicado en la caseta del inversor. En dicho cuadro se realizará el conexionado del inversor con la red de baja de corriente alterna y la conexión de la instalación fotovoltaica con el cuadro general de baja tensión del centro de transformación que alimenta al suministro de Aceites Campoliva. Incluirá los diferentes elementos de protección, que estarán perfectamente descritos en el “Anexo III: Especificaciones Materiales”:

- Interruptor magnetotérmico 4P 125 A HTI Sector Industrial GENERAL ELECTRIC de 125 A.
- Interruptor diferencial 4x100 A/300 mA SCHNEIDER.
- Como límite entre la compañía distribuidora y el propietario se instalará la CGP, según la normativa de Endesa. Se instalará la CGPC-7-100pBUC. Será punto de enlace de la instalación fotovoltaica con red de baja tensión.

1.12- Puesta a tierra

La red de tierras del generador fotovoltaico tiene como objetivo:

- La protección de las personas frente a contactos indirectos, al impedir que las masas adquieran potencial en el caso de defectos de aislamiento.
- Difundir a tierra las corrientes de rayo en el caso de impacto en los dispositivos captadores de la protección externa.
- Permitir la correcta actuación de los limitadores de corriente y sobretensión de la protección interna.

La instalación de puesta a tierra se ha diseñado siguiendo las instrucciones relativas a la puesta a tierra de REBT y el Real Decreto 1699/2011.

Según la normativa, debe haber una separación galvánica entre el generador fotovoltaico y la red de distribución.

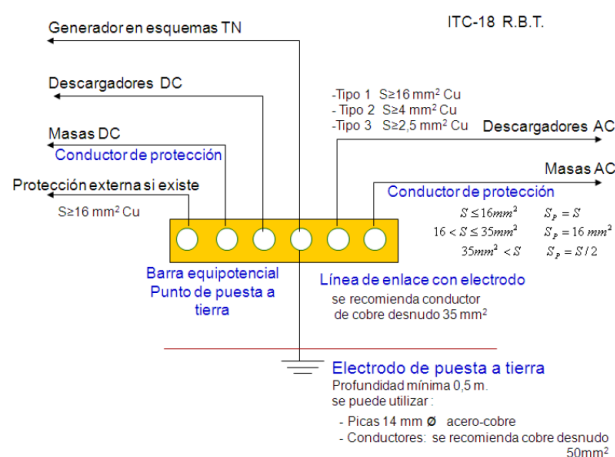


Ilustración 5. Esquema de puesta a tierra.

La tierra de servicio, o tierra del sistema, donde se conectará uno de los polos del generador (positivo o negativo) irá al mismo electrodo de la puesta a tierra de protección. Se conectará directamente a tierra todos los componentes metálicos de la instalación (estructuras, marcos de los módulos, bandejas, etc.). Para la puesta a tierra se utilizará el mismo electrodo de puesta a tierra existente.

Los conductores de protección tendrán las siguientes secciones, calculadas en el punto “2.7- Cálculos Eléctricos” del “Anexo I: Cálculos Justificativos”:

SECCIONES DE LOS CONDUCTORES DE PROTECCIÓN	
MÓDULOS - CCG	10 mm ²
CCG - INVERSOR	25 mm ²
INVERSOR - CG	16 mm ²
CG - CGP	16 mm ²

Tabla 7. Secciones de los conductores de protección.

1.13- Medida de la energía

La medida de la energía, tanto inyectada a red como consumida, se realizará mediante un contador bidireccional trifásico. De este modo registraremos en un único contador la energía que verteremos a la red y la energía que consumimos, ambos, dividida en tres tramos horarios.

- El contador elegido es CIRWATT B 410D. El equipo de medida estará compuesto por los siguientes elementos:
- Embarrado (3 fases + neutro).
- Tres transformadores de intensidad.
- Regleta de verificación.
- 1 contador trifásico multifunción, con aplicaciones bidireccional, reactiva y cambio automático de tarifa.
- Envoltorio que cumplirá con la Norma ENDESA>NNL005.

Las características eléctricas del contador son:

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DEL CONTADOR	
ALIMENTACIÓN	
TENSIÓN NOMINAL	3x230 (400) V - 3x127 (230) V
TOLERANCIA	80%.... 115% Un
CONSUMO	<2 W; <10 V·A
FRECUENCIA	50 ó 60 Hz
MEDIDA DE TENSIÓN	
CONEXIONADO	Asimétrico
TENSIÓN DE REFERENCIA	3x230 (400) V - 3x127 (230) V
FRECUENCIA	50 ó 60 Hz
CONSUMO CIRCUITO TENSIÓN	<2 W; <10 V·A
MEDIDA DE CORRIENTE	
CORRIENTE NOMINAL DE REFERENCIA I _{ref}	5 (100) A ó 10 (100) A ó 10(120) A ó 15 (120) A
CORRIENTE DE ARRANQUE I _{st}	<0,04 x I _{tr}
CORRIENTE MÍNIMA I _{min}	<0,5 x I _{tr}
CONSUMO CIRCUITO CORRIENTE	< 0,1 V·A
CLASE DE PRECISIÓN	
PRECISIÓN DE MEDIDA DE ENERGÍA ACTIVA	EN 50470 (Clase B) - IEC 62053-21 (Clase 1)
PRECISIÓN DE MEDIDA DE ENERGÍA REACTIVA	IEC 62053-23 (Clase 2)

Tabla 8. Características eléctricas del contador de medida.

PROYECTO: Instalación fotovoltaica conectada a red para Aceites Campoliva S.L.
AUTOR: Juan Gómez Hermoso.

El contador estará alojado en un armario estanco 400x300x165 mm con un grado de estanqueidad IP65.

1.14- Energía neta generada

En primer lugar, para calcular la producción anual media de cada instalación, es necesario conocer la radiación solar incidente sobre los paneles solares, teniendo en cuenta la inclinación anteriormente calculada (35°), y sabiendo su desviación Sur de 0°. Se introducirán estos datos en el programa PVSyst.

A continuación, vamos a señalar los balances de energía más importantes obtenidos con el PVSyst:

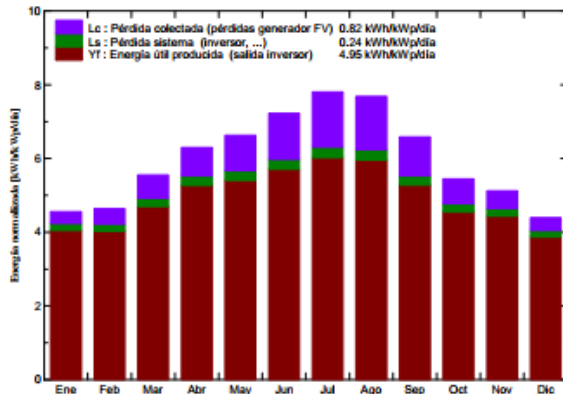
Aceites Campoliva
Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	82.6	5.01	141.2	137.9	7.54	7.20	15.12	14.45
Febrero	91.4	7.45	130.0	126.9	6.78	6.47	14.78	14.09
Marzo	139.0	10.65	172.2	167.7	8.76	8.36	14.41	13.75
Abril	177.1	12.64	188.9	183.4	9.51	9.07	14.25	13.60
Mayo	215.0	17.30	205.6	199.1	10.08	9.61	13.88	13.23
Junio	240.3	23.00	216.6	209.5	10.29	9.82	13.45	12.83
Julio	261.9	25.46	241.8	234.6	11.22	10.70	13.13	12.53
Agosto	230.6	24.91	238.2	231.7	11.09	10.59	13.19	12.59
Septiembre	166.9	20.03	197.6	192.5	9.51	9.08	13.63	13.01
Octubre	122.8	15.35	168.7	164.8	8.48	8.10	14.23	13.59
Noviembre	92.1	8.77	153.7	150.4	7.99	7.63	14.73	14.06
Diciembre	75.9	5.91	136.0	133.2	7.21	6.88	15.00	14.32
Año	1895.6	14.75	2190.5	2131.7	108.46	103.51	14.02	13.38

Leyendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del generador
	T Amb	Temperatura Ambiente	E_Grid	Energía reinyectada en la red
	GlobInc	Global incidente plano receptor	EffArrR	Eficiencia Esal campo/superficie bruta
	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	EffSysR	Eficiencia Esal sistema/superficie bruta

Ilustración 6. Balances y resultados importantes obtenidos de PVSyst

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 57.3 kWp



Factor de rendimiento (PR)

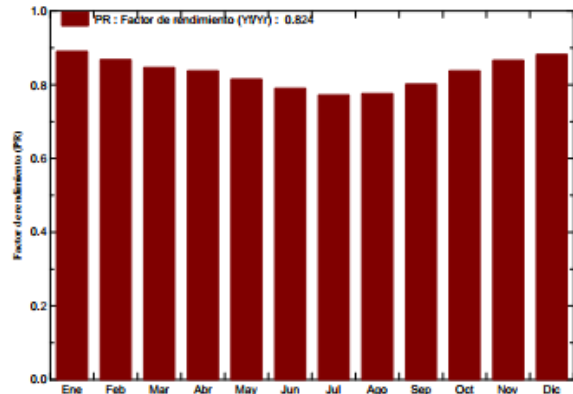


Ilustración 7. Producciones normalizadas y factor de rendimiento (PR).

El programa de cálculo nos pronostica una energía generada (E_Grid en Ilustración 6) en la planta fotovoltaica es de 103,51 MW/año, con un rendimiento global de la instalación (PR) del 82,4 %, con lo que quedaríamos satisfechos con los valores obtenidos

La siguiente tabla muestra como resultado la energía vertida a red tras hacer un balance de energía producida menos el consumo.

Mes	Ep neta (kWh/mes)	Consumo total (kWh/mes)	Energía vertida en red
ENERO	7200	9605	-2405
FEBRERO	6470	3165	3305
MARZO	8360	1865	6495
ABRIL	9070	1626	7444
MAYO	9610	1584	8026
JUNIO	9820	1329	8491
JULIO	10700	1471	9229
AGOSTO	10590	1433	9157
SEPTIEMBRE	9080	1498	7582
OCTUBRE	8100	16317	-8217
NOVIEMBRE	7630	48218	-40588
DICIEMBRE	6880	19668	-12788
TOTAL ANUAL	103510	107779	

Tabla 9. Energía vertida en red.

2- ANEXOS A LA MEMORIA

A- ANEXO I: CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

2.1- Datos consumo eléctrico

Antes de realizar el dimensionamiento del generador fotovoltaico, debemos conocer el consumo real que tiene la empresa. El objetivo es que haya una paridad entre generación y consumo. Para ello se muestra en la siguiente tabla el consumo mensual del año 2016 dividido en tres discriminaciones horarias. El consumo total anual de energía eléctrica es de 107.779 kWh.

AÑO 2016	CONSUMO DE ENERGÍA ACTIVA kWh			
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	TOTAL
ENERO	492	8697	416	9605
FEBRERO	211	2584	370	3165
MARZO	275	1205	385	1865
ABRIL	382	847	397	1626
MAYO	383	785	416	1584
JUNIO	371	588	370	1329
JULIO	451	646	374	1471
AGOSTO	443	622	368	1433
SEPTIEMBRE	404	726	368	1498
OCTUBRE	3297	9383	3637	16317
NOVIEMBRE	13701	26923	7594	48218
DICIEMBRE	1592	17623	453	19668
TOTAL ANUAL	22002	70629	15148	107779

Tabla 10. Consumo de energía activa.

2.2- Dimensionado del generador fotovoltaico

2.2.1- Emplazamiento

Se ha optado por los edificios que se muestran a continuación para la instalación de los paneles fotovoltaicos:



Ilustración 6. Vista aérea emplazamiento. División de los tejados.

Todos los tejados tienen una gran superficie instalable y con una buena resistencia para la instalación de los módulos fotovoltaicos, aguantando perfectamente el peso de los módulos y estructuras.

Hay otras dos cubiertas de gran superficie orientadas al norte. Dado que instalar las placas en la cara del tejado que está dirigida al norte supondría una cantidad de pérdidas enorme, lo cual sería ineficiente, se ha decidido no colocar ningún panel fotovoltaico en esas cubiertas.

2.2.2- Especificaciones técnicas del módulo fotovoltaico.

El módulo a instalar tiene las siguientes características:

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS MÓDULO			
	SÍMBOLO	VALOR	UNIDAD
POTENCIA MÁXIMA	P _{mp}	315	W
TENSIÓN EN CIRCUITO ABIERTO	V _{oc}	45,1	V
CORRIENTE EN CORTOCIRCUITO	I _{sc}	9,02	A
TENSIÓN PUNTO MÁXIMA POTENCIA	V _{mp}	36,8	V
CORRIENTE EN PUNTO MÁXIMA POTENCIA	I _{mp}	8,56	A
EFICIENCIA	η	16,2	%

Tabla 11. Características eléctricas del módulo fotovoltaico.

PARÁMETROS TÉRMICOS MÓDULO			
	SÍMBOLO	VALOR	UNIDAD
COEFICIENTE DE TEMPERATURA DE I _{sc}	α	0,067	%/°C
COEFICIENTE DE TEMPERATURA DE V _{oc}	β	-0,33	%/°C
COEFICIENTE DE TEMPERATURA DE P	γ	-0,41	%/°C

Tabla 12. Parámetros térmicos del módulo fotovoltaico.

2.2.3- Especificaciones del inversor

Las características eléctricas de entrada del inversor para el dimensionamiento del generador fotovoltaico son las siguientes:

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	
VALORES DE ENTRADA DC	
RANGO TENSIÓN MPP	450-850 V
TENSIÓN MÁXIMA	900 V
CORRIENTE MÁXIMA	160 A
MPPT	1 a 2

Tabla 13. Valores de entrada DC del inversor.

2.2.4- Orientación e inclinación de los paneles

Según el pliego de condiciones de IDAE, la orientación se define por el ángulo " α ", que es el ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. Su valor es de 0° para módulos orientados al Sur, -90° para módulos orientados al Este y $+90^\circ$ para módulos orientados al Oeste.

El azimut de nuestros módulos viene marcado por la orientación de los tejados de los edificios donde vamos a instalar los paneles. Nuestro ángulo azimut será de 0° .

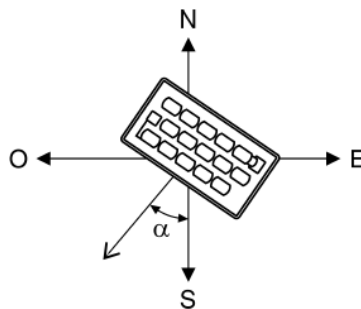


Ilustración 8. Ángulo azimut. Fuente PCT-IDAE.

Una vez calculado el ángulo de azimut del generador, calcularemos el ángulo de inclinación. Este deberá estar dentro de los límites aceptables conforme a las pérdidas máximas permitidas.

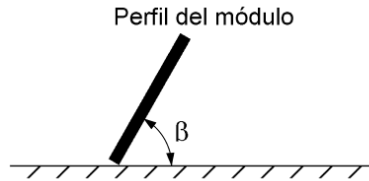


Ilustración 9. Ángulo de inclinación. Fuente PCT-IDAE.

El ángulo de inclinación será constante a lo largo del año, ya que una modificación del ángulo según la estación del año no compensaría económicamente. La inclinación de los paneles se calculará según una herramienta online de uso generalizado para este tipo de estudios, PVSyst, una herramienta que sirve para desarrollar instalaciones fotovoltaicas que permite el estudio, la simulación y análisis de datos completa de los sistemas fotovoltaicos. Este software permite dimensionar el tamaño de las instalaciones teniendo en cuenta la radiación solar que recibiría en función de su ubicación gracias a su base de datos meteorológica.

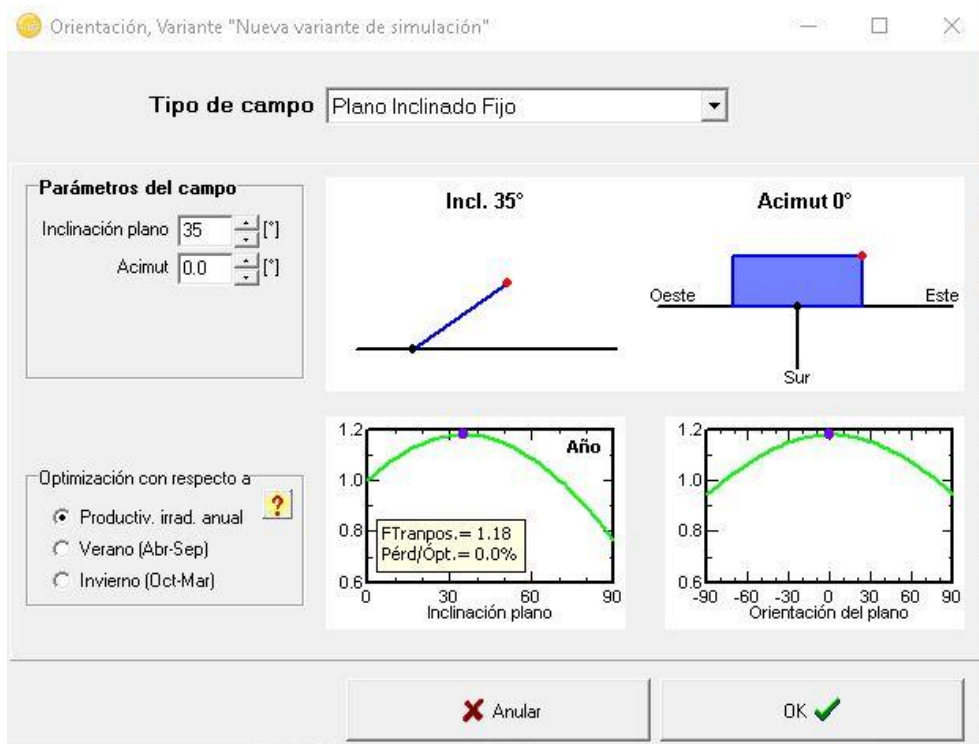


Ilustración 10. Orientación y acimut con PVSyst.

Como se puede ver en la ilustración 8, el grado de inclinación óptimo anual en la zona de instalación de los módulos fotovoltaicos es de 35° y con un acimut de 0°.

2.2.5- Distancia mínima entre módulos.

En este apartado calcularemos la distancia mínima entre filas de módulos para que no se produzcan sombras de unos paneles sobre otros.

PROYECTO: Instalación fotovoltaica conectada a red para Aceites Campoliva S.L.
AUTOR: Juan Gómez Hermoso.

Como se indica en el Pliego de Condiciones Técnicas de IDEA, la distancia “ d ” entre filas de módulos debe ser tal que garantice 4 horas de sol al menos en torno al mediodía del solsticio de invierno.

En cualquier caso, d ha de ser como mínimo igual a $h \cdot k$, siendo k un factor adimensional cuyo valor será $k = 1/(\tan(61^\circ - \text{latitud}))$. En la siguiente tabla podemos ver ejemplos del valor k en función de la latitud.

Latitud	29°	37°	39°	41°	43°	45°
k	1,600	2,246	2,475	2,747	3,078	3,487

Ilustración 11. Valores de k según la latitud.

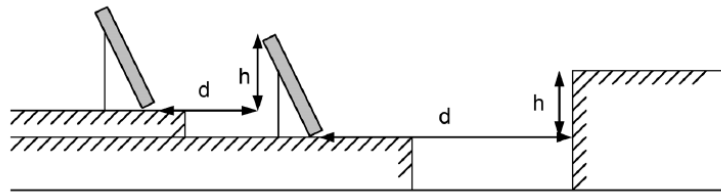


Ilustración 12. Cálculo de distancia entre paneles.

La posición de los paneles a lo largo de las filas será en vertical. De este modo, el número de paneles por fila será mayor. Las medidas de nuestro panel son: 1956x992x40, la altura del panel es de 1.956 mm.

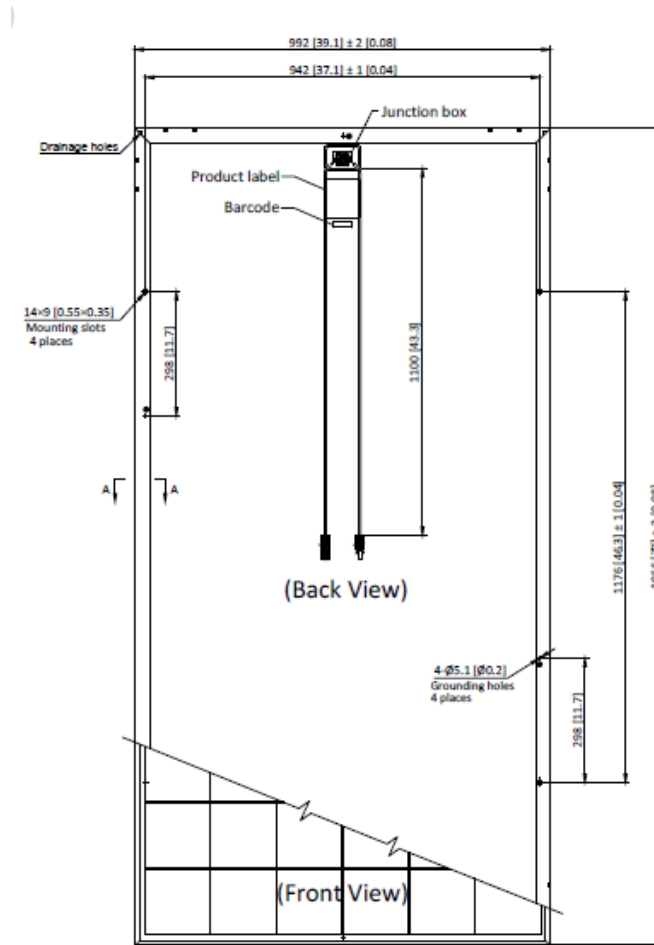


Ilustración 13. Vista genérica de la construcción del módulo fotovoltaico. Fuente: Ficha técnica módulo FV.

$$h = \text{sen} (35^\circ) \cdot 1.956 = 1121,92 \text{ mm}$$

El valor de k será:

$$k = \frac{1}{\text{tg} (61 - 37,7)} = 2,3219$$

$$d = h \cdot k = 1121,92 \cdot 2,3219 = 2.605 \text{ mm} = 2,6105 \text{ m}$$

Pero, como nos indica el PCT-IDAE, si los módulos son instalados sobre cubiertas inclinadas, y además el ángulo azimut de los módulos o de la cubierta (o ambos) difiera de cero, el cálculo de la distancia entre filas se realizará mediante un programa específico de cálculo de sombreado, de forma que se cumplan todas las condiciones requeridas.

Para ello utilizaremos el Software creado por Censolar, FILEDIST. Bastará con introducir los datos de latitud, inclinación de paneles y cubierta, azimut de cubierta y longitud de la arista más larga de nuestro panel (en nuestro caso, los paneles estarán colocados en horizontal).

PROYECTO: Instalación fotovoltaica conectada a red para Aceites Campoliva S.L.
AUTOR: Juan Gómez Hermoso.

Además, los tejados en los que se va a colocar los paneles están a distinta inclinación, lo cual se hará una simulación de los 3 tejados que hay en este proyecto. Los datos siguientes son constantes:

- Latitud: 37°
- Inclinación del panel: 35°
- Azimut de la cubierta: 0°
- Arista módulo (en horizontal): 0.99 m

- Tejado 1 tiene una inclinación de 8° , y tendrá una separación de 1,55 m por fila:

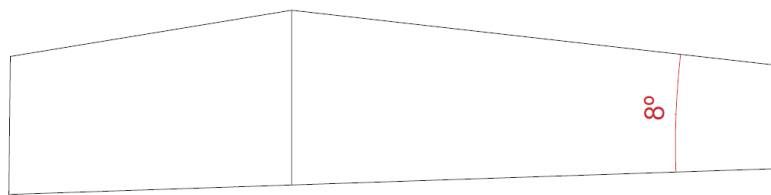


Ilustración 14. Inclinación del tejado 1

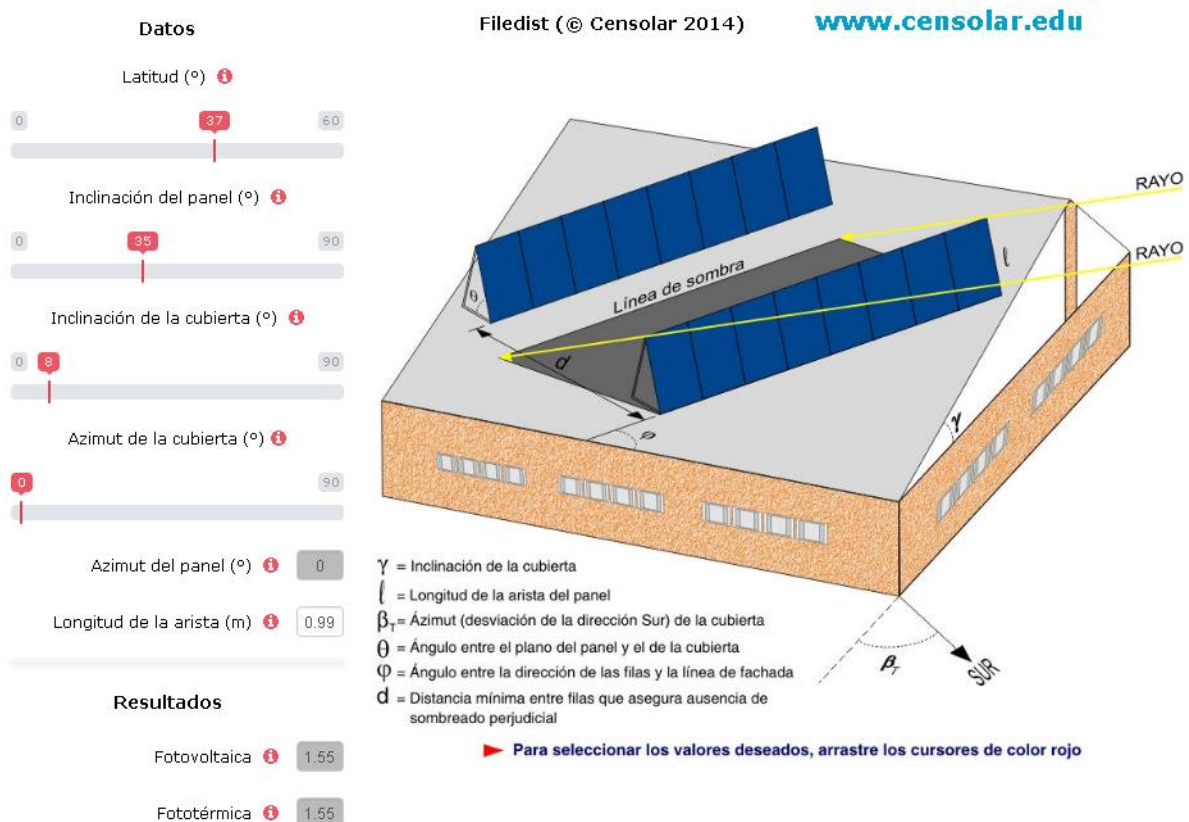


Ilustración 15. Resultado de sombras para el tejado 1.

- Tejado 2 tiene una inclinación de 16° , y tendrá una separación de 1,3 m por fila:

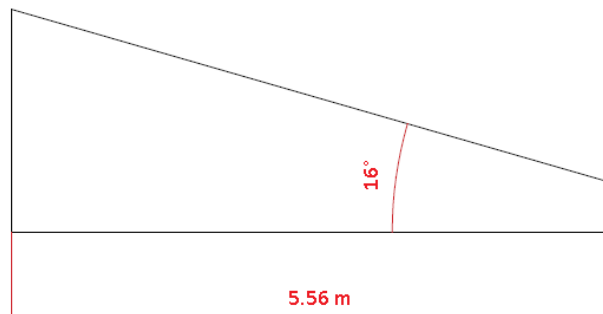


Ilustración 16. Inclinación del tejado 2

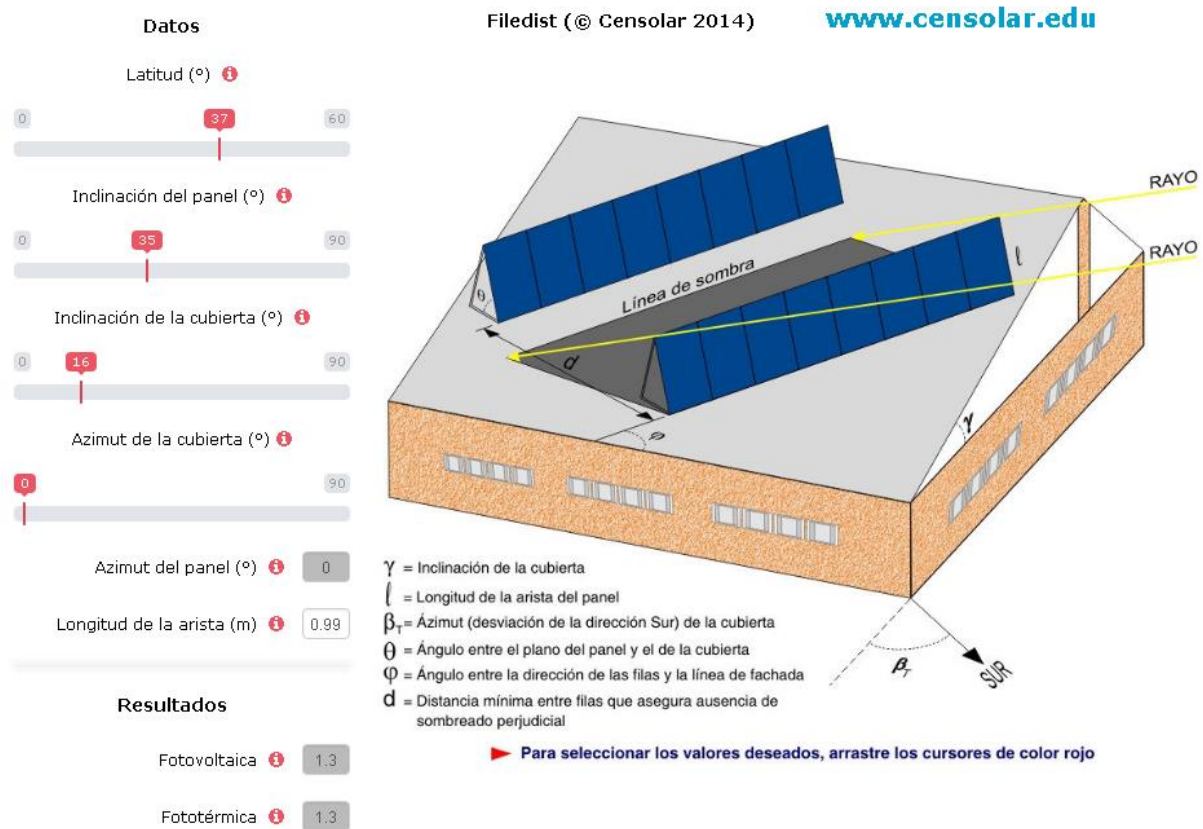


Ilustración 17. Resultado de sombras para el tejado 2.

- Tejado 3 tiene una inclinación de 4°, y tendrá una separación de 1,74 m por fila:

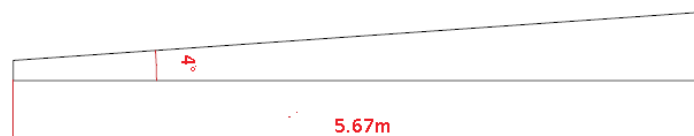


Ilustración 18. Inclinación de tejado 3

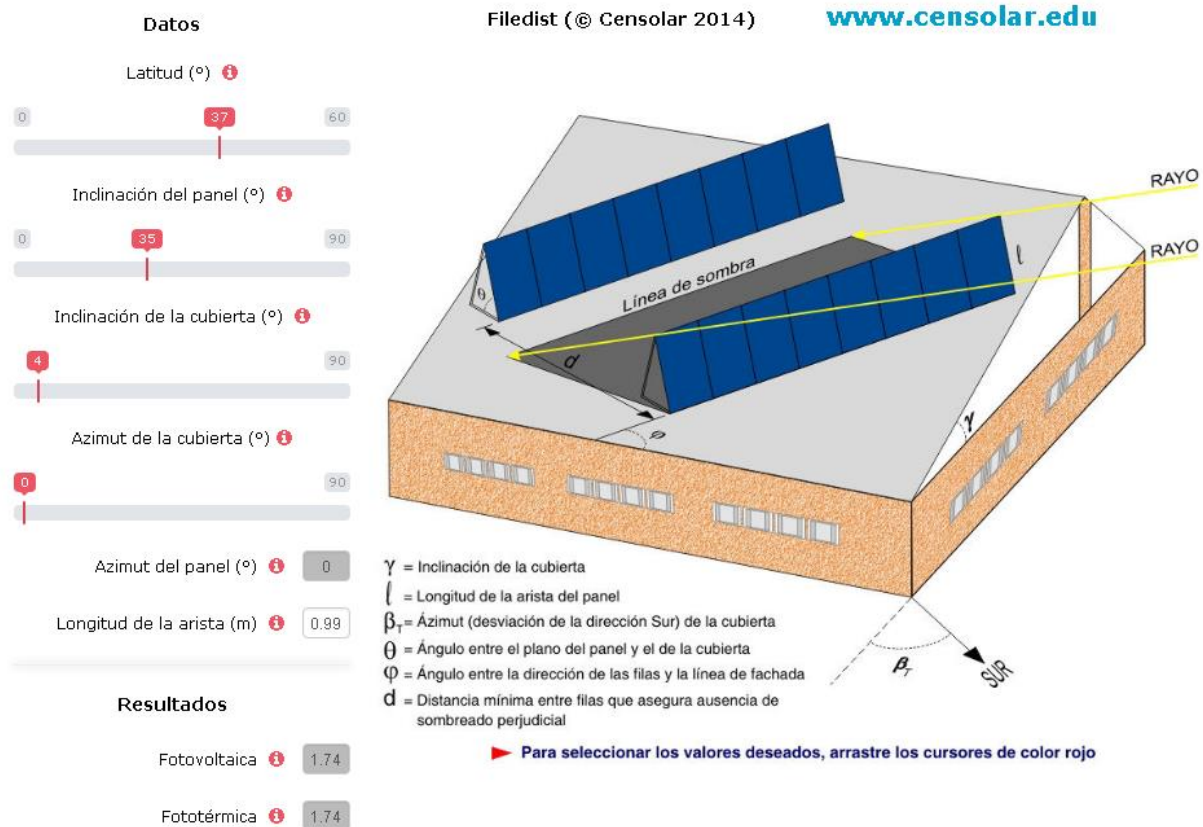


Ilustración 19. Resultado de sombras para el tejado 3

2.2.6- Cálculo de módulos en serie y en paralelo

Se ha usado el software PVSyst para el cálculo más optimizado de módulos en serie y en paralelo, dado como datos de entrada las características del módulo usado, inversor y potencia instalada. Además, se ha calculado que en el tejado 1, los módulos máximos que cogerían en la superficie a instalar son de 14, así que se cogerá ese dato como módulos en serie.

Definición de un sistema red, Variante "Aceites Campoliva"

Configuración global sistema
1 N° de tipos de sub-campos
Esquema Simplificado

Resumen sistema global
N° de módulos: 182 Potencia nominal FV: 57.3 kWp
Superficie módulos: 353 m² Potencia máxima FV: 55.8 kWdc
N° de inversores: 1 Potencia nominal CA: 66.6 kWac

Generador FV
Sub-array name and Orientation: Name: Generador FV, Orient: Plano Inclinado Fijo, Tilt: 35°, Azimuth: 0°
Ayuda al Dimensionado: No Sizing, Entrar Pnom deseada: 57.3 kWp, ... o superficie disponible: 353 m²

Selección del módulo FV
Disponible actualmente: Suntech 315 Wp 31V Si-poly STP315-24/Vem Since 2015 Manufacturer 2C Módulos aprox. necesarios: 182
Tensiones de dimensionado: 31.2 V, Voc (-10°C): 50.7 V
Use Optimizer

Selección del inversor
Disponible actualmente: All Manufacturers 67 kW 350 - 850 V Trnsfo 50 Hz SUNSYS pro R02 Socomec 50 Hz 60 Hz
N° de inversores: 1 Tensión Funciona.: 350-850 V Pglobal inversor: 66.6 kWac
Tensión máx de entrada: 900 V

Diseño del generador FV
N° de módulos y cadenas: Mód. en serie: 14 (entre 12 y 17), N° de cadenas: 13 (imposible (Min=15, Max=13))
Cond. de funcionamiento: Vmpp (60°C): 436 V, Vmpp (20°C): 529 V, Voc (-10°C): 709 V
Irradiancia plano: 1000 W/m², Máx. en bases: STC, Pmáx en funcionamiento en 1000 W/m² y 50°C: 51.3 kW
N° módulos: 182 Superficie 353 m² Potencia nom gener. [STC] 57.3 kWp
Perdida sobrecarg: 0.0 %, Relación Pnom: 0.86, Pérd. sobrecarg: ?
Isc (en STC): 117 A

System summary Anular OK

Ilustración 20. Cálculo de módulos en serie y en paralelo mediante PVSyst.

Como se puede ver en la ilustración, se ha optimizado la instalación para un número de módulos en serie de 14 y 13 ramas de módulos en paralelo, que resulta un total de 182 módulos.

Se va a comprobar si es verdad que el programa está en lo correcto y es la configuración adecuada. Tendremos en cuenta la máxima tensión de entrada del inversor, que se corresponde con la tensión a circuito abierto del generador fotovoltaico. Se realizará una distribución de 14 módulos conectados en serie en cada ramal, la tensión de entrada al inversor sería:

$$V_{entrada} = 14 \cdot 45,1 = 631,4 \text{ V}$$

$$450 < 631,4 < 850$$

La tensión ramal de los módulos estaría dentro del rango de tensión MMP del inversor. Cumple el requisito.

Ahora debemos también verificar que dichas tensiones del módulo estén dentro del rango de tensiones a distintas temperaturas, por lo que aplicaremos el coeficiente de variación de temperatura del módulo fotovoltaico.

El coeficiente de variación se indica en porcentaje y está en relación la tensión de vacío del módulo. Las temperaturas extremas que comprobaremos serán las que se indican en el rango

PROYECTO: Instalación fotovoltaica conectada a red para Aceites Campoliva S.L.
 AUTOR: Juan Gómez Hermoso.

de funcionamiento de la hoja de características del panel solar. Estas serán como mínimo -40°C y como máximo +85°C.

$\Delta T = (T - T_a)$, siendo T la temperatura extrema que vamos a comprobar y T_a la temperatura ambiente 25°C (según su ficha técnica).

PARÁMETROS TÉRMICOS MÓDULO			
	SÍMBOLO	VALOR	UNIDAD
COEFICIENTE DE TEMPERATURA DE I_{sc}	α	0,067	%/°C
COEFICIENTE DE TEMPERATURA DE V_{oc}	β	-0,33	%/°C

Tabla 14. Parámetros térmicos del módulo fotovoltaico.

$$\frac{-0,33\%}{^{\circ}\text{C}} \cdot 45,1 \div 100 = -0,14883 \frac{\text{V}}{^{\circ}\text{C}}$$

$$V_{85} = V_{oc} - 0,14883 \cdot \Delta T = 45,1 - 0,14883 \cdot (85 - 25) = 36,17 \text{ V}$$

$$36,17 \cdot 14 \text{ módulos} = 506,38 \text{ V} < 850$$

Cumple el requisito.

$$V_{-40} = V_{oc} - 0,14883 \cdot \Delta T = 45,1 - 0,14883 \cdot (-40 - 25) = 54,773 \text{ V}$$

$$54,773 \cdot 14 \text{ módulos} = 766,822 < 850$$

Cumple el requisito.

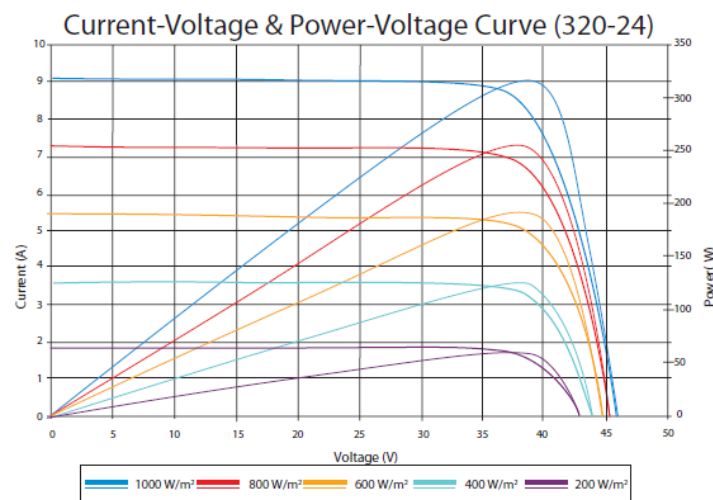


Ilustración 21. Curva I-V módulo FV. Fuente: Ficha técnica Suntech.

Ahora comprobaremos si el programa PVSyst ha optimizado también bien los ramales en paralelo. Para el cálculo del número de ramales en paralelo de la instalación tendremos en cuenta el número de paneles por fila calculado anteriormente, la corriente máxima de entrada permitida en el inversor y el coeficiente de variación de temperatura.

Número de ramas: 13

PROYECTO: Instalación fotovoltaica conectada a red para Aceites Campoliva S.L.
AUTOR: Juan Gómez Hermoso.

I_{SC} del módulo: 9,02 A

Corriente máxima del inversor: 160 A

$$13 \cdot 9,02 = 117,26 \text{ A} < 160 \text{ A}$$

Cumple el requisito.

Ahora verificaremos que las intensidades en cortocircuito no superen los límites establecidos con la variación de temperaturas.

$$\frac{0,067\%}{^{\circ}\text{C}} \cdot 9,02 \div 100 = 0,0060434$$

$$I_{85} = I_{SC} + 0,0060434 \cdot \Delta T = 9,02 + 0,0060434 \cdot (85 - 25) = 9,382 \text{ A}$$

$$13 \cdot 9,382 = 121,966 < 160 \text{ A}$$

$$I_{-40} = I_{SC} + 0,0060434 \cdot \Delta T = 9,02 + 0,0060434 \cdot (-40 - 25) = 8,627 \text{ A}$$

$$13 \cdot 8,627 = 112,151 < 160 \text{ A}$$

Cumple el requisito.

2.2.7- Configuración serie-paralelo elegida

Se dispondrá de 182 módulos en total con una potencia de 57,330 kWp. Estos estarán distribuidos en 13 ramales en paralelo que serán conectados con la CCG, con 14 módulos en serie por cada ramal.

DATOS TÉCNICOS GENERADOR		
POTENCIA MÁXIMA	57330	W
TENSIÓN MÁXIMA	515,2	V
INTENSIDAD MÁXIMA	111,28	A
Voc	631,4	V
Isc	117,26	A
FILAS PARALELO	13	
FILAS SERIE	14	

Tabla 15. Datos técnicos del generador fotovoltaico.

2.2.8- Distribución de los paneles

El número de filas en cada tejado será:

- Tejado 1:
 - Filas: 7
 - Nº total de módulos: 98

- Tejado 2:
 - Filas: 3
 - Nº total de módulos: 42
- Tejado 3:
 - Filas: 3
 - Nº total de módulos: 42

2.3- Inversor

El equipo electrónico que convertirá la corriente DC en AC será un Inversor de Conexión a Red SUNSYS PRO R02 del fabricante SOCOMEC, para satisfacer la potencia de pico de nuestro generador fotovoltaico, que es de 57,330 kWp. Este inversor ha sido seleccionado por diferentes razones. En primer lugar, pese a ser de una potencia claramente superior a la potencia a instalar, era un inversor que se encontraba en el rango de corriente y tensión máxima tras los cálculos de módulos serie y paralelo. En segundo lugar, compatible con el programa PVSyst. En tercer lugar, que tenga incluido un transformador para separación galvánica entre la parte C.C. y la C.A. (de acuerdo con el R. D. 1699/2011, de 18 de noviembre).



Ilustración 22. Vista general inversor SUNSYS. Fuente: Ficha técnica SOCOMEC.

2.4- Estructura

La estructura elegida ha sido el modelo TK-KH915 del fabricante SunferEnergy.

Los módulos fotovoltaicos serán instalados en los tejados de chapa de los dos edificios mediante estructuras fijas. La estructura elegida ha sido el modelo VENTO4BASIC del fabricante WURTH, comercializado por Merkasol.

La estructura consiste en un sistema modular construido en aluminio. Nos dará un mayor rendimiento gracias a su sistema de anclaje regulable. Todos los componentes del sistema están fabricados en aluminio o acero inoxidable A2 de alta calidad, de manera que queda garantizada una gran resistencia a la corrosión. Además, posee una resistencia de vientos continuos de hasta 120 km/h.



Ilustración 23. Estructura soporte VENTO4BASIC

2.5- Estudio del recurso solar

Para obtener los datos de radiación solar en la localidad de Pegalajar (Jaén), se ha consultado principalmente el software *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)*; un mapa solar elaborado por la Unión Europea en el que puede consultarse el rendimiento de los sistemas fotovoltaicos en cualquier punto de Europa.

La siguiente tabla refleja las coordenadas geográficas de Aceites Campoliva:

ACEITES CAMPOLIVA	
LATITUD	37,738
LONGITUD	-3,640

Tabla 16. Coordenadas geográficas Aceites Campoliva.

En la siguiente imagen podemos ver la evolución mensual de la estimación de irradiación solar en kW/m².

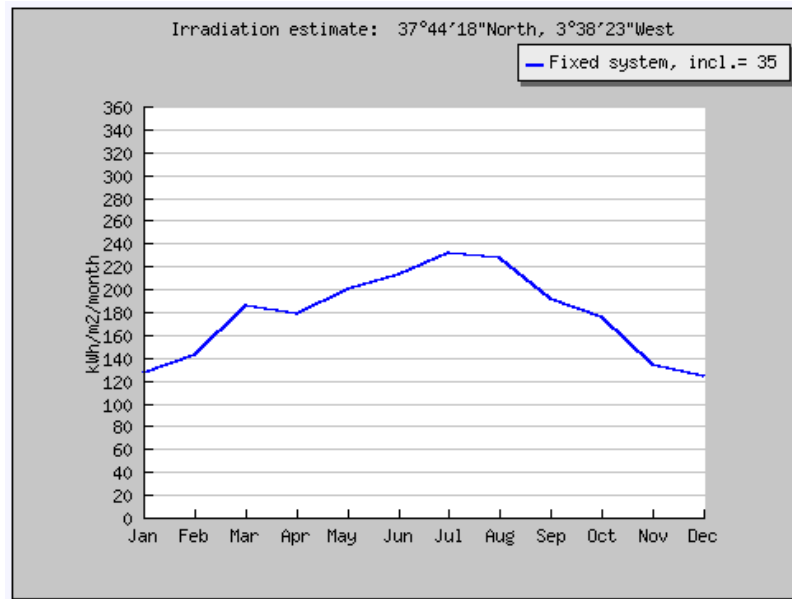


Ilustración 24. Evolución mensual irradiación solar. Fuente: PVGIS.

Además de la suma media de la irradiación global percibida, necesitaremos la media diaria de la irradiación para el cálculo de la estimación de la producción energética.

Sistema fijo: inclinación = 35 °, orientación = 0 °		
Mes	H_d	H_m
Ene	4.08	127
Feb	5.10	143
Mar	6.01	186
Abr	5.97	179
Mayo	6.45	200
Jun	7.10	213
Jul	7.50	232
Ago	7.36	228
Sep	6.38	191
Oct	5.68	176
Nov	4.45	134
Dic	4.00	124
Promedio anual	5.84	178
Total por año		2130

Ilustración 25. Irradiación diaria (H_d) e irradiación global (H_m).

Donde:

- H_d : suma diaria media de irradiación global por metro cuadrado recibida por los módulos del sistema dado (kWh)/m²)
- H_m : suma promedio de irradiación global por metro cuadrado recibida por los módulos del sistema dado (kWh/m²)

2.6- Rendimiento energético de la instalación

A continuación, se procederá al cálculo de las diferentes pérdidas que pueden afectar a nuestra instalación fotovoltaica.

2.6.1- Cálculo de pérdidas por inclinación y orientación

Calcularemos los límites en la inclinación y orientación de los paneles según el PCT-IDEA:

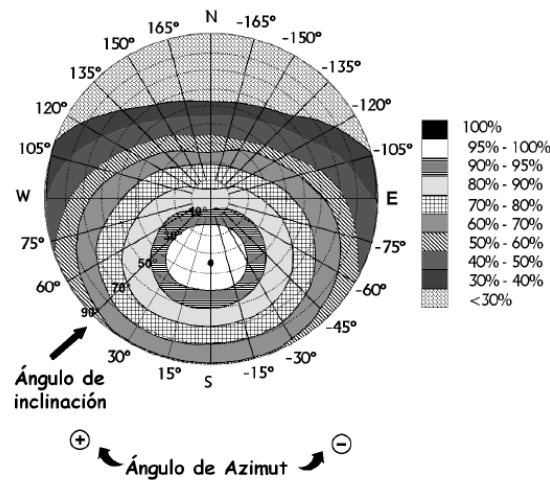
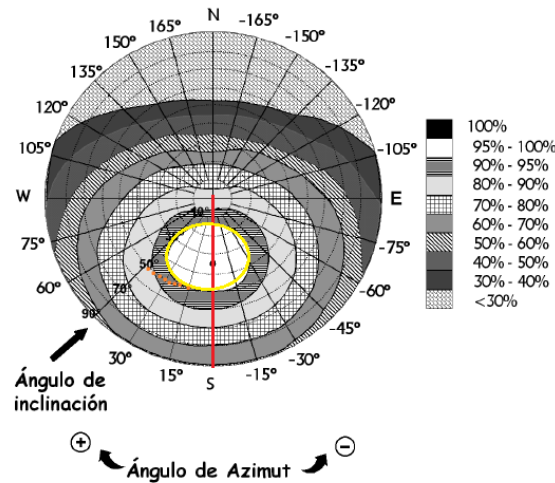


Ilustración 26: Pérdidas según inclinación y azimut. Fuente: PCT-IDAIE.

1. Nuestro generador estará ubicado en un tejado con una orientación 35° hacia el sur, (azimut= 0°) y con un ángulo de los paneles de 35° respecto a la horizontal, para la localidad de Pegalajar (Jaén) con una latitud es de 37° .
2. Una vez determinado el azimut= 0° , determinamos en la figura los límites para la inclinación para el caso de $\varphi=0^\circ$.



- Inclinación máxima: 50°
- Inclinación mínima: 0°

3. Haciendo una corrección de la latitud:

- Inclinación máxima: $50 - (41 - 37) = 46^\circ$

Inclinación mínima: $0 - (41 - 37) = -4^\circ$, que está fuera de rango y se toma, por lo tanto, inclinación mínima = 0°

Por lo tanto, con esta configuración podemos asegurar que las pérdidas por orientación no superan el 10%.

2.6.2- Pérdidas por conexionado

Estas pérdidas se producen por conectar módulos fotovoltaicos con diferencias en su potencia nominal, aunque esta potencia sea baja. Esto se basa en que, cuando conectamos paneles en serie con distintas corrientes, el panel con menor corriente el limitador de la corriente del ramal. De igual manera ocurre con la tensión en los distintos ramales en paralelo, donde el panel con una potencia inferior limitará. Estimaremos estas pérdidas en un **2%**.

2.6.3- Pérdidas por suciedad o polvo

Este valor es muy variable, depende de muchos factores, aunque sobre todo de la ubicación de nuestro generador fotovoltaico. Obviamente, no habrá el mismo nivel de polvo o suciedad en una instalación cercana a campos abiertos, descampados o carreteras no asfaltadas que en una instalación situada en una zona asfaltada con edificaciones alrededor.

Se estima que las pérdidas por polvo y suciedad pueden ser del 0% al día después de un día de lluvia, y de un 8% en aquellos días en los que los módulos están más sucios. Por lo tanto,

PROYECTO: Instalación fotovoltaica conectada a red para Aceites Campoliva S.L.
AUTOR: Juan Gómez Hermoso.

se considerará unas pérdidas de **1,2%** por suciedad y polvo, teniendo en cuenta una limpieza periódica de los módulos.

2.6.4- Pérdidas por sombras

Para el cálculo de pérdidas por sombras es necesario realizar un perfil de obstáculos, de los edificios colindantes que puedan producir sombras sobre nuestra instalación. Para ello se utiliza diagramas de la trayectoria del sol a lo largo del año.

Sin embargo, en este proyecto las pérdidas por sombras serán despreciadas dado que no existen obstáculos que puedan producir estas sombras.

2.6.5- Pérdidas por temperatura

Los módulos fotovoltaicos están sometidos constantemente a variaciones de temperatura. Esto influye directamente en su rendimiento, y por consecuencia, en la potencia generada. A altas temperaturas, la intensidad es relativamente estable, al contrario que ocurre con la tensión, ya que los aumentos de temperatura provocan una reducción de la tensión y con ello una caída de la potencia generada.

La temperatura de operación nominal (TONC), o Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), es de 45 °C cuando los módulos están sometidos a una temperatura ambiente de 25°C, irradiación de 1000 W/m², con una distribución espectral AM 1.5G y a una velocidad del viento de 1m/s.

Los datos de temperaturas ambientes medias a las que estarán expuestos los módulos las tomaremos de la Agencia Estatal de Meteorología www.aemet.es, datos medidos en el año 2016. Estas serán las temperaturas medias de cada mes en la provincia de Jaén. La diferencia entre la temperatura media mensual del panel y la temperatura estándar antes descrita nos dará el incremento de temperatura. Para el cálculo de las pérdidas por temperatura utilizaremos los coeficientes del módulo fotovoltaico escogido.

COEFICIENTES TEMPERATURA MÓDULO	
COEFICIENTE DE TEMP. DE POTENCIA (γ)	-0,41 %/°C
NOCT	45 °C

Tabla 17. Coeficientes de temperatura del módulo fotovoltaico.

Lo cual:

$$T_c = T_a(mes) + (T_{noct} - T_{c,CTE}) \cdot \frac{1000}{800}$$

$$\Delta T = T_c - T_{stc}$$

$$P_{tem}(\%) = \Delta T \cdot \gamma$$

$T_{c,CTE} = 25^\circ\text{C}$, según la ficha técnica del módulo.

TEMPERATURA EN JAÉN				
Mes	Tamb (°C)	Tc (°C)	ΔT (°C)	Ptem (%)
Enero	10,3	35,3	10,3	4,223
Febrero	10	35	10	4,1
Marzo	10,6	35,6	10,6	4,346
Abril	14,4	39,4	14,4	5,904
Mayo	17,9	42,9	17,9	7,339
Junio	25,1	50,1	25,1	10,291
Julio	29,6	54,6	29,6	12,136
Agosto	28,7	53,7	28,7	11,767
Septiembre	24,8	49,8	24,8	10,168
Octubre	19,8	44,8	19,8	8,118
Noviembre	12,1	37,1	12,1	4,961
Diciembre	10,5	35,5	10,5	4,305
MEDIA	17,81667	42,81667	17,81667	7,304833

Tabla 18. Pérdidas por temperatura en Jaén.

Las pérdidas por temperatura de media a lo largo del año serán un **7,304833%**.

2.6.6- Pérdidas espectrales y angulares

En este apartado diferenciaremos entre dos fenómenos diferentes:

- **Reflectancia angular:** La Reflectancia angular es la radiación sobre la superficie de los módulos con un ángulo distinto de 0°. Esta conlleva unas pérdidas de potencia. A mayores ángulos de incidencia, mayores serán las pérdidas. Al aumentar el ángulo de incidencia, aumenta la reflexión.
- **Reflectancia espectral:** La corriente generada por los dispositivos fotovoltaicos es diferente para cada longitud de onda, es decir, los módulos fotovoltaicos son espectralmente selectivos. Por esta razón, no siempre se consigue la misma intensidad de corriente, ya que las variaciones horarias y estacionales del espectro solar afectan al trabajo de las células.

Generalmente se estima las pérdidas de este tipo de instalaciones fotovoltaica con módulos fijos en un 2,5-3%. En este caso, un **2,5%**.

2.6.7- Pérdidas en el cableado

Se establecerá un pequeño porcentaje de pérdidas en el cableado, de acuerdo con los valores recomendables. Por la parte de continua DC será **0,7%**, y por la parte de AC un **0,2%**.

2.6.8- Pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia

El inversor trabaja conectado directamente al generador fotovoltaico, y posee un avanzado sistema de seguimiento del punto de potencia máxima (MMPT). Es capaz de soportar huecos de tensión y dispone de un control tanto de potencia activa como de reactiva. Normalmente, durante su funcionamiento tiene lugar interferencias sobre la potencia producida, dando lugar a variaciones en la curva voltaje-intensidad.

Pero, aunque tengamos esa tecnología MMPT habrá unas pérdidas mínimas, cuyos valores típicos rondan alrededor del **1%**.

2.6.9- Pérdidas por rendimiento de conversión DC/AC del inversor

Las pérdidas por conversión en el inversor se pueden observar en la curva de rendimiento indicado en su ficha técnica. Para el inversor de nuestra instalación el rendimiento es del 97%. Se asume unas pérdidas del **4%**.

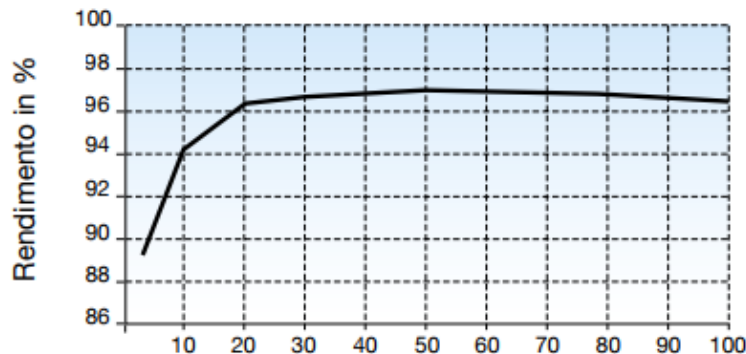


Ilustración 27. Curva eficiencia-potencia. Fuente: Ficha técnica SOCOMEC.

2.6.10- Performance Ratio (PR)

El PR se define como la eficiencia de la instalación en condiciones de trabajo reales. Este factor englobará las pérdidas energéticas debido a:

- Efecto de la temperatura sobre los módulos fotovoltaicos.
- Dispersión de los módulos.
- Suciedad.
- Pérdidas en el cableado.

PROYECTO: Instalación fotovoltaica conectada a red para Aceites Campoliva S.L.
AUTOR: Juan Gómez Hermoso.

- Pérdidas por errores en el seguimiento del PMM.
- Otros.

El programa PVSyst ya nos ha calculado el PR promedio anual, siendo éste de **0,824**.

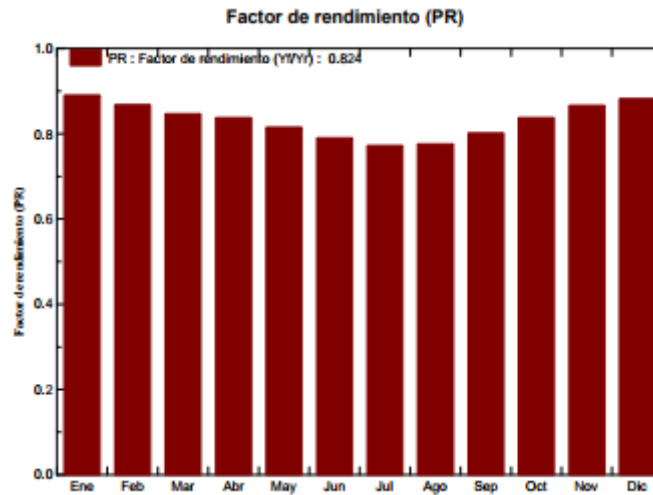


Ilustración 28. PR mensual a través de PVSyst.

2.6.11- Estimación de la producción energética mensual y anual de la instalación

En primer lugar, para calcular la producción anual media de cada instalación, es necesario conocer la radiación solar incidente sobre los paneles solares, teniendo en cuenta la inclinación anteriormente calculada (35°), y sabiendo su desviación Sur de 0°, introduciendo estos datos en el programa PVSyst.

A continuación, vamos a señalar los balances de energía más importantes obtenidos con el PVSyst:

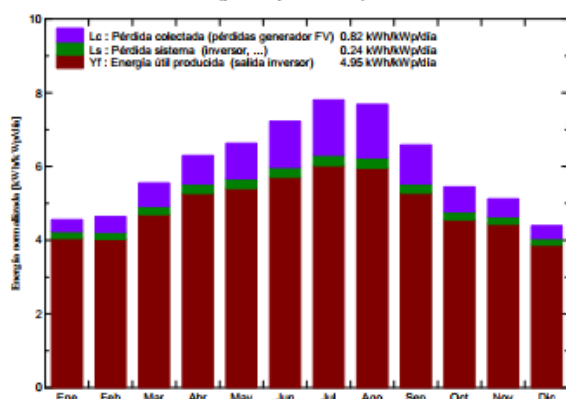
Aceites Campoliva
Balances y resultados principales

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	%	%
Enero	82.6	5.01	141.2	137.9	7.54	7.20	15.12	14.45
Febrero	91.4	7.45	130.0	126.9	6.78	6.47	14.78	14.09
Marzo	139.0	10.65	172.2	167.7	8.76	8.36	14.41	13.75
Abril	177.1	12.64	188.9	183.4	9.51	9.07	14.25	13.60
Mayo	215.0	17.30	205.6	199.1	10.08	9.61	13.88	13.23
Junio	240.3	23.00	216.6	209.5	10.29	9.82	13.45	12.83
Julio	261.9	25.46	241.8	234.6	11.22	10.70	13.13	12.53
Agosto	230.6	24.91	238.2	231.7	11.09	10.59	13.19	12.59
Septiembre	166.9	20.03	197.6	192.5	9.51	9.08	13.63	13.01
Octubre	122.8	15.35	168.7	164.8	8.48	8.10	14.23	13.59
Noviembre	92.1	8.77	153.7	150.4	7.99	7.63	14.73	14.06
Diciembre	75.9	5.91	136.0	133.2	7.21	6.88	15.00	14.32
Año	1895.6	14.75	2190.5	2131.7	108.46	103.51	14.02	13.38

Legendas: GlobHor Irradiación global horizontal EArray Energía efectiva en la salida del generador
 T Amb Temperatura Ambiente E_Grid Energía reinyectada en la red
 GlobInc Global incidente plano receptor EffArrR Eficiencia Esal campo/superficie bruta
 GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados EffSysR Eficiencia Esal sistema/superficie bruta

Ilustración 29. Balances y resultados importantes obtenidos de PVSyst.

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 57.3 kWp



Factor de rendimiento (PR)

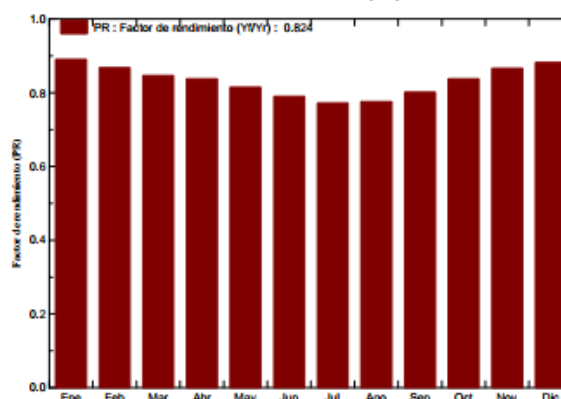


Ilustración 30. Producciones normalizadas y factor de rendimiento (PR).

El programa de cálculo nos pronostica una energía generada (E_Grid en Ilustración 29) en la planta fotovoltaica es de 103,51 MW/año, con un rendimiento global de la instalación (PR) del 82,4 %, con lo que quedaríamos satisfechos con los valores obtenidos.

Las estimaciones de generación mensual se han realizado con datos valores medios de irradiación solar de cada mes. Pero para tener un ajuste exacto habría que hacer una estimación de generación de energía por horas, para hacer un balance exacto por tramos horarios (periodo 1, periodo 2 y periodo 3).

AÑO 2016	CONSUMO DE ENERGÍA ACTIVA kWh			
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	TOTAL
ENERO	492	8697	416	9605
FEBRERO	211	2584	370	3165
MARZO	275	1205	385	1865
ABRIL	382	847	397	1626
MAYO	383	785	416	1584
JUNIO	371	588	370	1329
JULIO	451	646	374	1471
AGOSTO	443	622	368	1433
SEPTIEMBRE	404	726	368	1498
OCTUBRE	3297	9383	3637	16317
NOVIEMBRE	13701	26923	7594	48218
DICIEMBRE	1592	17623	453	19668
TOTAL ANUAL	22002	70629	15148	107779

Tabla 19. Consumo de energía activa por periodos horarios.

La siguiente tabla muestra como resultado la energía vertida a red tras hacer un balance de energía producida menos el consumo.

Mes	Ep neta (kWh/mes)	Consumo total (kWh/mes)	Energía vertida en red
ENERO	7200	9605	-2405
FEBRERO	6470	3165	3305
MARZO	8360	1865	6495
ABRIL	9070	1626	7444
MAYO	9610	1584	8026
JUNIO	9820	1329	8491
JULIO	10700	1471	9229
AGOSTO	10590	1433	9157
SEPTIEMBRE	9080	1498	7582
OCTUBRE	8100	16317	-8217
NOVIEMBRE	7630	48218	-40588
DICIEMBRE	6880	19668	-12788
TOTAL ANUAL	103510	107779	

Tabla 20. Balance de energía producida neta y consumo.

Como se puede comprobar en la tabla anterior, la producción consumida en Aceites Campoliva es superior a la energía generada por el generador fotovoltaico. Pese a no ser unos valores muy distantes, se puede ver que no será una instalación que satisfaga el 100% de consumo de la compañía.

2.7- Cálculos eléctricos

2.7.1- Introducción

El generador fotovoltaico estará formado por 13 ramales de 14 módulos cada uno. El cálculo del cableado estará formado por tres tramos distintos que irán desde los módulos fotovoltaicos hasta la caja de conexión de 16 strings (ya que las CC están normalizadas a 12 y a 16 strings), de la caja de conexiones (CC) hasta el inversor y por último la parte AC, que irá desde el inversor hasta la red de baja tensión.

El módulo elegido es el STP315-24/Vem del fabricante SUNTECH. Sus características son las siguientes:

Electrical Characteristics			
STC	STP320-24/ Vem	STP315-24/ Vem	STP310-24/ Vem
Maximum Power at STC (Pmax)	320 W	315 W	310 W
Optimum Operating Voltage (Vmp)	37.1 V	36.8 V	36.5 V
Optimum Operating Current (Imp)	8.63A	8.56 A	8.50 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.6 V	45.1 V	44.9 V
Short Circuit Current (Isc)	9.14A	9.02 A	8.96 A
Module Efficiency	16.5%	16.2%	16.0%

Para el cálculo, se utilizará principalmente el REBT, la norma UNE 20460-5-523 (2004) que refleja las intensidades máximas admisibles en sistemas de conducción de cables, la especificación de AENOR EA0038 que detalla la selección de cables eléctricos de utilización en circuitos de sistemas fotovoltaicos y el Pliego de Condiciones Técnicas de IDAE.

El cableado que se utilizará será especial para fotovoltaica de PV-SUN 2.0:

- Tensión nominal: 0,6/1 kV
- Norma diseño: DKE/VDE AK 411.2.3
- Designación genérica: ZZ-F

2.7.2- Dimensionado de los conductores en continua

a) Módulos fotovoltaicos – Cajas de conexión:

Esta parte del circuito es la que une cada uno de los 13 ramales de nuestro generador fotovoltaico con nuestra caja de conexión de 13 strings.

Cada panel, lleva 1,1 m de cable por cada polo, siendo su espesor de 4 mm²; el conector que incorpora es compatible con los conectores MC4.

La caída de tensión permitida en el circuito de continua es de 1,5%, y la tensión que soporta esta parte del cableado es la suma de las tensiones en el punto de máxima potencia de los 14 módulos que hay en cada ramal.

$$U = U_{pm} \cdot 14 = 32,8 \cdot 14 = 459,2 \text{ V}$$

Del mismo modo, la corriente en la línea será la intensidad de cortocircuito de cada string. Todos los strings serán recorridos por la misma intensidad:

$$I = I_{pm} = 9,02 \text{ A}$$

○ **Criterio de intensidad máxima admisible:**

En régimen permanente, la corriente máxima que circulará por el cable será de 9,02 A. Este valor deberá incrementarse un 25% según se indica en el apartado 5 de la ITC-BT-40 de REBT.

Debido a que la línea eléctrica estará expuesta a la acción solar, y a que la temperatura ambiente es de 50° C superior al estándar español de 40 °C (temperatura utilizada para el cálculo de las intensidades de la tabla A.52.1-bis de instalaciones al aire de la norma UNE 20460-5-523-2004), deberemos aplicar los correspondientes coeficientes de corrección.

Para el cable tipo P-Sun 2.0 (termoestable) utilizaremos la tabla 52-D1 para una temperatura de 50°C, lo que nos da un coeficiente de 0,9.

TEMPERATURA	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Cables aislados con PVC	1,35	1,29	1,22	1,15	1,08	1,00	0,91	0,81	0,71	-58
Cables aislados con XLPE, EPR	1,22	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,90	0,84	0,77

Ilustración 31. Tabla factores corrección para temperaturas distintas de 40°C.

En el caso de cables con una alta exposición al sol, se le aplican coeficientes muy variables, estableciéndose según algunas referencias el valor 0.9.

$$I = 1,25 \cdot \frac{9,02}{0,9 \cdot 0,9} = 13,919 \text{ A}$$

TABLA A.52-1 bis:
INTENSIDADES ADMISIBLES EN AMPERIOS AL AIRE (40 °C)

Método de instalación tipo según tabla 52-B2		Número de conductores con carga y naturaleza del aislamiento											
A1			PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C						
A2		PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C							
B1					PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C			
B2				PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C					
C						PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C		
D*		VER SIGUIENTE TABLA											
E							PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C	
F								PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C
Cobre	mm²	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	25
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	34
	4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	46
	6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	59
	10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	82
	16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	110
	25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
	35	72	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
	50	86	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
	70	109	118	130	149	160	171	185	199	214	224	244	269
	95	130	143	156	180	194	207	224	241	259	271	296	327
	120	150	164	188	208	225	240	260	280	301	314	348	380
	150	171	188	205	236	260	278	299	322	343	363	404	438
	185	194	213	233	268	297	317	341	368	391	415	464	500
	240	227	249	272	315	350	374	401	435	468	490	552	590
	300	259	285	311	349	396	423	461	516	547	640	674	713

Ilustración 32. Tabla intensidades máximas admisibles. Fuente: UNE 20460-5-523.

Como la instalación que se realizará será en bandeja rejilla, el sistema de instalación es de tipo F, y al ser una instalación monofásica consultamos la columna 13 viendo que para una intensidad de 13,919 A la sección más adecuada es de **1,5 mm²**.

○ **Criterio de caída de tensión:**

La longitud de los conductores, como dice el PCT-IDAE, tendrán una longitud adecuada para no ocasionar esfuerzos en el circuito, ni tropiezos o accidentes durante la circulación de personas. Dado que la distancia el módulo fotovoltaico más alejado del cuadro de conexión es de 113,06 m, se fijará una distancia de 120 metros, por unas posibles diferencias de altura entre distintos tejados. Además, la caída de tensión máxima permitida es de 1,5 %. La caída de tensión será:



Ilustración 33. Distancia entre cuadro de conexión y módulo más alejado.

$$S_{\Delta V} = \frac{2 \cdot 120 \cdot 13,919}{56 \cdot 0,015 \cdot 459,2} = 8,66 \text{ mm}^2$$

La sección normalizada más adecuada será de **10 mm²**.

b) Caja de conexión – inversor:

Como los paneles están conectados en serie en cada string, la tensión de la línea principal será la suma de las tensiones en el punto de máxima potencia de cada panel:

$$U = U_{pmp} \cdot 14 = 32,8 \cdot 14 = 459,2 \text{ V}$$

Del mismo modo, la corriente de la línea será la suma de las corrientes en el punto de máxima potencia de todos los strings. Todos los strings serán recorridos por la misma intensidad:

$$I = I_{pmp} \cdot 13 = 9,02 \cdot 13 = 117,26 \text{ A}$$

○ **Criterio de intensidad máxima admisible:**

La intensidad máxima en régimen permanente que circulará por el cable será de 117,26 A. Valor que deberá ser incrementado en un 25% según se indica en el apartado 5 de la ITC-BT-40 de REBT.

Debido a que la línea eléctrica estará expuesta a la acción solar, y a que la temperatura ambiente es de 50° C superior al estándar español de 40 °C (temperatura utilizada para el cálculo de las intensidades de la tabla A.52.1-bis de instalaciones al aire de la norma UNE 20460-5-523-2004), deberemos aplicar los correspondientes coeficientes de corrección.

PROYECTO: Instalación fotovoltaica conectada a red para Aceites Campoliva S.L.
AUTOR: Juan Gómez Hermoso.

Para el cable tipo P-Sun 2.0 (termoestable) utilizaremos la tabla 52-D1 para una temperatura de 50°C, lo que nos da un coeficiente de 0.9.

TEMPERATURA	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Cables aislados con PVC	1,35	1,29	1,22	1,15	1,08	1,00	0,91	0,81	0,71	-58
Cables aislados con XLPE, EPR	1,22	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,90	0,84	0,77

El coeficiente de corrección que deberá aplicarse para un cable expuesto al sol es muy variable. Se recomienda por tanto el valor 0.9.

$$I = 1,25 \cdot \frac{117,26}{0,9 \cdot 0,9} = 180,956 A$$

TABLA A.52-1 bis:

INTENSIDADES ADMISIBLES EN AMPERIOS AL AIRE (40 °C)

Método de instalación tipo según tabla 52-B2		Número de conductores con carga y naturaleza del aislamiento											
A1			PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C						
A2		PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C							
B1					PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C			
B2				PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C					
C						PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C		
D*		VER SIGUIENTE TABLA											
E							PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C	
F								PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C
Cobre	mm²	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	25
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	34
	4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	46
	6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	59
	10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	82
	16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	110
	25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
	35	72	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
	50	86	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
	70	109	118	130	149	160	171	185	199	214	224	244	269
	95	130	143	156	180	194	207	224	241	259	271	296	327
	120	150	164	188	208	225	240	260	280	301	314	348	380
	150	171	188	205	236	260	278	299	322	343	363	404	438
	185	194	213	233	268	297	317	341	368	391	415	464	500
	240	227	249	272	315	350	374	401	435	468	490	552	590
	300	259	285	311	349	396	423	461	516	547	640	674	713

Como la instalación que se realizará será en bandeja rejilla, el sistema de instalación es de tipo F, y al ser una instalación monofásica consultamos la columna 13 viendo que para una intensidad de 180,956 A la sección más adecuada es de **50 mm²**

○ Criterio de caída de tensión:

Dado que la CC y el inversor estarán situados en el mismo lugar con una distancia de apenas 0,5 metros, comprobaremos que no haría falta calcularlo por este método.

PROYECTO: Instalación fotovoltaica conectada a red para Aceites Campoliva S.L.
AUTOR: Juan Gómez Hermoso.

$$S_{\Delta V} = \frac{2 \cdot 0,5 \cdot 117,26}{56 \cdot 0,015 \cdot 459,2} = 0,303 \text{ mm}^2$$

Como por criterio térmico, la sección es mayor, la sección normalizada más adecuada es de **50 mm²**.

2.7.3- Dimensionado de conductores en alterna

c) Inversor – CGP:

Del inversor saldrá una línea trifásica hasta el cuadro general de protección de corriente alterna, siguiendo hasta el módulo de medida hasta llegar a la CGP. La caída de tensión será muy pequeña debido a la escasa longitud de esta parte del cableado. El cableado estará formado por 4 conductores (3 de fase + neutro).

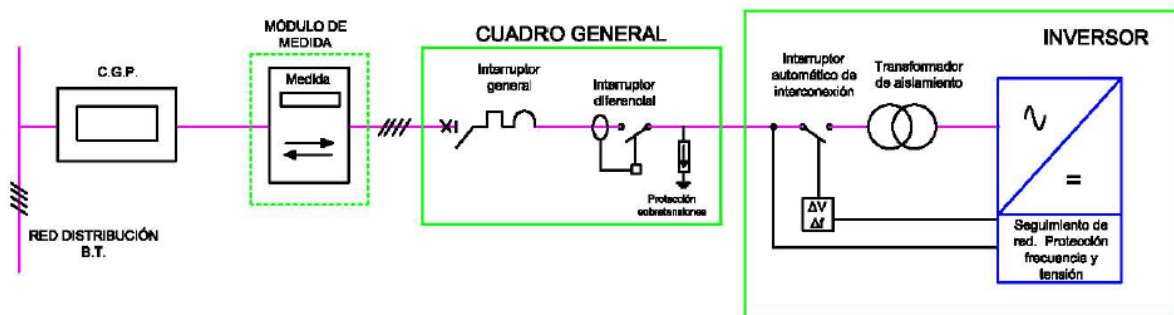


Ilustración 34. Esquema conexión planta FV a red.

○ Criterio térmico:

La intensidad de salida del inversor es de 106 A según su ficha técnica. Como ya se ha hecho anteriormente, según la ITC-BT-40 los cables estarán sobredimensionados un 125%. La intensidad máxima será de:

$$I_{max} = 1,25 \cdot 106 = 132,5 \text{ A}$$

Se adoptará el mismo método de instalación que en el circuito en continua para cables aislados con XLPE, instalación tipo F, sobre bandeja de tipo rejilla, fijándonos en la fila 11.

Para una intensidad de 132,5 A, tendremos una sección de **35 mm²**.

○ **Criterio de caída de tensión:**

La caída de tensión en el circuito de alterna no debe ser mayor del 2% según el PCT-IDAE. Debido a la escasa longitud de esta parte del cableado, comprobaremos que la sección será seleccionada según el criterio de intensidad máxima admisible.

$$\Delta V(\%) = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I_{INVERSOR} \cdot \cos\varphi}{S \cdot V_{INVERSOR} \cdot \sigma} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} \cdot 1,5 \cdot 106 \cdot 1}{35 \cdot 400 \cdot 56} \cdot 100 = 0,035 \%$$

La sección normalizada más adecuada es de **35 mm²**.

Para el conductor de protección, será de cobre y según la ITC-BT-19 y que tendrá una sección de 16 mm².

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

(*) Con un mínimo de:
 2,5 mm² si los conductores de protección no forman parte de la canalización de alimentación y tienen una protección mecánica
 4 mm² si los conductores de protección no forman parte de la canalización de alimentación y no tienen una protección mecánica

Ilustración 35. Secciones conductor protección. Fuente: ITC-BT-19.

d) Resumen de sección de conductores:

Se adjunta tabla resumen de la sección de los conductores que tendrán cada tramo.

SECCIONES DE LOS CONDUCTORES	
MÓDULOS - CCG	10 mm ²
CCG - INVERSOR	50 mm ²
INVERSOR - CG	35 mm ²
CG - CGP	35 mm ²

Tabla 21. Sección de los conductores en cada tramo.

2.8- Protecciones

El dimensionado se hará según las instrucciones del REBT, Real Decreto 1699/2011 que sustituye al antiguo Real Decreto 1663/2000 (artículo 11), Norma Técnica Particular de Endesa para Instalaciones Fovoltaicas Interconectadas a la Red de Baja Tensión (NTP-FVBT).

2.8.1- Protecciones en corriente continua

Cada cadena de módulos fotovoltaicos irá conectada a una caja de conexiones general. Como hay 13 strings, el cuadro de conexión elegido es: CUADRO 16 STRINGS - STC16 160A (ACCCAC0011). Es un cuadro de protección para series fotovoltaicas sin monitorización, hasta 16 entradas + con bases portafusibles y fusibles para continua de 16 A y 16 entradas - con protección de fusible. Salida con seccionador hasta 1000V_{dc} y 160A.

Sabiendo que la intensidad máxima por ramal corresponde con la intensidad de cortocircuito del módulo, siendo de 9,02 A, y que la intensidad máxima admisible del cable es de 82 A (10 mm² de cable, instalación tipo F, columna 13), la intensidad del fusible de caja de conexiones de 16 A es correcta.

2.8.2- Protecciones en corriente alterna

Las protecciones de corriente alterna estarán situadas aguas abajo del inversor, para la correcta protección de los circuitos y conexión a red de la instalación.

El sistema de protecciones de esta parte del circuito deberá cumplir con la normativa vigente reflejada en el Real Decreto 1699/2011 sobre conexión a red de instalaciones fotovoltaicas y Normas Técnicas Particulares de Endesa de Instalaciones Fotovoltáicas conectadas a la red de Baja Tensión (NTP-FVBT). El Real Decreto detalla las protecciones a emplear, detallando en el Artículo 14 que, si se da la circunstancia de que el generador fotovoltaico o el inversor lleven integradas las protecciones indicadas en este artículo, y cumplan con el REBT, Real Decreto 3275/1982 y Real Decreto 223/2008, la instalación fotovoltaica no tendrá la obligación de instalar estas protecciones.

El inversor utilizado incorpora separación galvánica DC/AC.

Las protecciones que deberán instalarse serán: un interruptor general manual magneto-térmico y un interruptor automático diferencial.

- **Interruptor general manual:** Se trata del dispositivo de seguridad y maniobra que permite separar la instalación fotovoltaica de la red de distribución. En la norma UNE 20317 se detalla las características tanto constructivas como de desconexión de corrientes nominales. Para la determinación del interruptor utilizaremos las siguientes ecuaciones de ITC-BT-22:

$$I_b < I_n < I_z$$

$$I_2 < 1,45 \cdot I_z$$

La sección del cableado de este tramo es de 35 mm², la corriente máxima admisible es $I_{\max} = 144 \text{ A}$.

Deberá calcularse además el valor de la intensidad normal de funcionamiento I_B , dada por la potencia máxima que el inversor entrega a red de 66,7 kW, tensión normal de funcionamiento de 400V y un factor de potencia igual a la unidad según PCT-IDEA.

$$I_B = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_L \cdot \cos\varphi} = \frac{66.700}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 1} = 96,27 \text{ A}$$

Escogeremos un Interruptor Magnetotérmico 4P 125A HTI Sector Industrial GENERAL ELECTRIC de 125 A, ya que como se indica en la ficha técnica del inversor, la corriente máxima de este será de 106 A.

- **Interruptor diferencial:** El cuadro de protección de CA contará además de un interruptor automático diferencial con I_{nominal} igual a la del interruptor magnetotérmico. Este dispositivo protegerá a las personas en el caso de contactos indirectos o directos, o descargas eléctricas. Se basa en la detección de fugas a tierra midiendo su corriente.
Según el REBT la tensión residual deberá ser como máximo de 300 mA, por lo que escogeremos el Interruptor Diferencial 4x100A/300mA SCHNEIDER.

Por último, contaremos con la caja general de protección (CGP), punto de enlace de la instalación fotovoltaica con red de baja tensión. Deberá cumplir la normativa de la compañía distribuidora, en este caso ENDESA. Instalaremos la caja de protección CGPC-7-100pBUC.

2.9- Puesta a tierra

Para el diseño de la puesta a tierra hay que cumplir con las instrucciones del Real Decreto 1699/2011 y ITC-BT40. Las instrucciones sobre los componentes de puesta a tierra están reflejadas en la ITC-BT-18 del REBT.

El esquema que emplearemos será el que una de las partes activas del generador esté conectada al mismo electrodo de la puesta a tierra de protección.

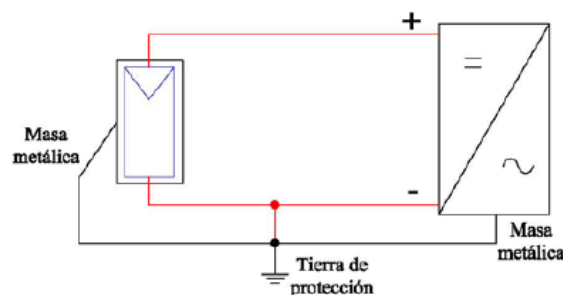


Ilustración 36. Generador y masas puestas a tierra en el mismo electrodo.

Los conductores de protección tendrán una sección de:

PROYECTO: Instalación fotovoltaica conectada a red para Aceites Campoliva S.L.
 AUTOR: Juan Gómez Hermoso.

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm ²)	Sección mínima de los conductores de protección S_p (mm ²)
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Ilustración 37. Conductores de protección.

Las secciones del conductor de protección serán las siguientes:

SECCIONES DE LOS CONDUCTORES DE PROTECCIÓN	
MÓDULOS - CCG	10 mm ²
CCG - INVERSOR	25 mm ²
INVERSOR - CG	16 mm ²
CG - CGP	16 mm ²

Tabla 22. Sección de los conductores de protección en cada tramo.

B- ANEXO II: DATOS DE RADIACIÓN Y TEMPERATURA

A través del software PVGIS, se puede obtener la irradiación solar diaria media de cada mes en Aceites Campoliva. Añadiendo los datos de inclinación de los módulos fotovoltaicos (35°) y la orientación (0°) para un plano fijo, resultan los siguientes datos y gráficas de irradiancia:

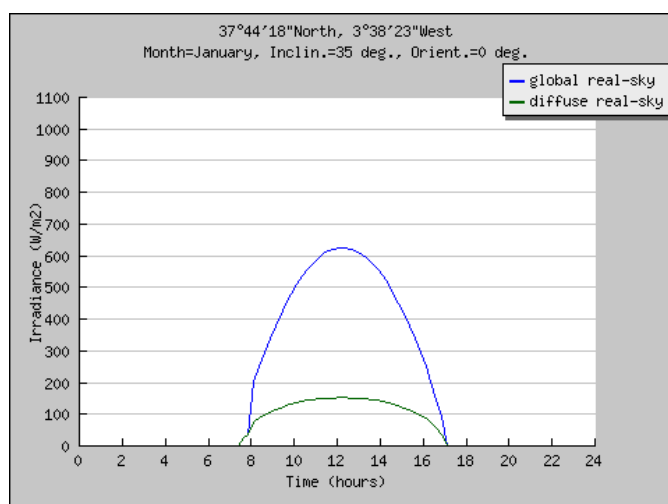
The screenshot displays the PVGIS web application interface. On the left, a map shows the location of Aceites Campoliva S.L. with a red pin. The search bar at the top left contains the text "por ejemplo, 'Ispra, Italia' o 45.256N, 16.9389E". The search results show the position of the cursor as 37.738, -3.638 and the selected position as 37.738, -3.640. The map includes labels for "la casita de las bucarí" and "Aceites Campoliva S.L.". The right panel contains the configuration options for calculating solar radiation. The "Radiación diaria" tab is selected. The "Base de datos de radiación" is set to "Climate-SAF PVGIS". The "Seleccione mes:" dropdown is set to "enero". The "Inclinación [0; 90]" is set to 35 deg (horizontal = 0). The "Orientación [-180; 180]" is set to 0 deg (este = -90, sur = 0). The "Irradiación global promedio" checkbox is checked. The "Temperaturas diurnas" checkbox is checked. The "Archivo Horizon" dropdown is set to "Seleccionar archivo". The "Ningún archivo seleccionado" text is displayed. The "Opciones de salida" section includes checkboxes for "Mostrar gráficos", "Mostrar horizonte", "página web", "Archivo de texto", and "PDF". The "Calcular" button is visible at the bottom.

Ilustración 38. Irradiancia solar diaria media con PVGIS

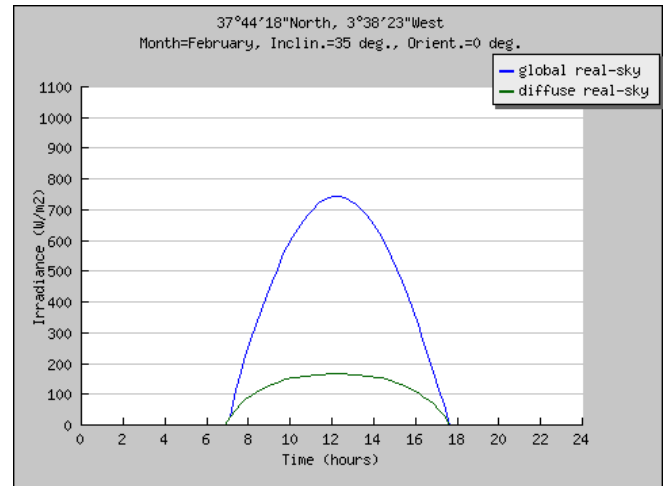
Dónde:

- G: Irradiancia global en un plano fijo (W/m^2)
- Gd: Irradiancia difusa en un plano fijo (W/m^2)
- Td: Perfil de temperatura media durante todo el día ($^\circ\text{C}$)

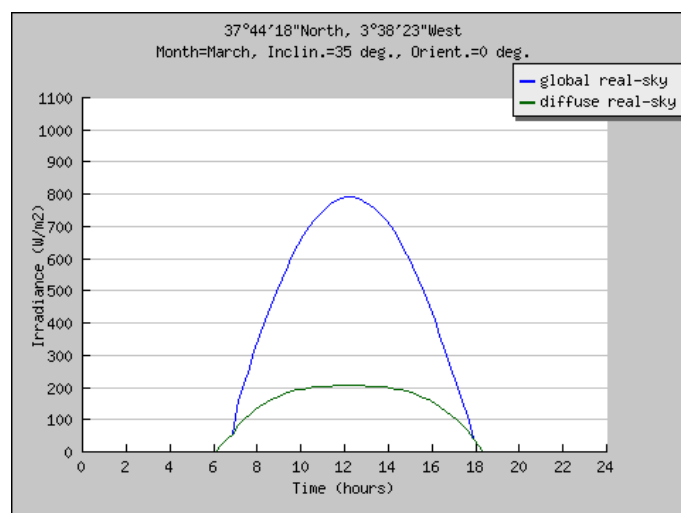
ENERO			
Time	G	G _d	T _a
4:52	0	0	3.4
5:07	0	0	3.4
5:22	0	0	3.4
5:37	0	0	3.4
5:52	0	0	3.4
6:07	0	0	3.4
6:22	0	0	3.4
6:37	0	0	3.4
6:52	0	0	3.5
7:07	0	0	3.5
7:22	0	0	3.6
7:37	27	26	3.7
7:52	37	36	3.9
8:07	205	76	4.0
8:22	252	87	4.2
8:37	297	97	4.5
8:52	339	106	4.7
9:07	379	113	5.0
9:22	416	120	5.3
9:37	450	126	5.7
9:52	481	132	6.1
10:07	510	136	6.5
10:22	535	140	6.9
10:37	558	143	7.3
10:52	577	146	7.7
11:07	593	148	8.1
11:22	606	150	8.5
11:37	615	151	8.8
11:52	622	151	9.1
12:07	625	152	9.4
12:22	625	152	9.7
12:37	622	151	9.9
12:52	615	151	10.1
13:07	606	150	10.2
13:22	593	148	10.3
13:37	577	146	10.4
13:52	558	143	10.4
14:07	535	140	10.4
14:22	510	136	10.4
14:37	481	132	10.3
14:52	450	126	10.2
15:07	416	120	10.0
15:22	379	113	9.8
15:37	339	106	9.6
15:52	297	97	9.4
16:07	252	87	9.1
16:22	205	76	8.8
16:37	147	55	8.5
16:52	94	36	8.2
17:07	0	0	7.9
17:22	0	0	7.6
17:37	0	0	7.3
17:52	0	0	7.0
18:07	0	0	6.7
18:22	0	0	6.5
18:37	0	0	6.3



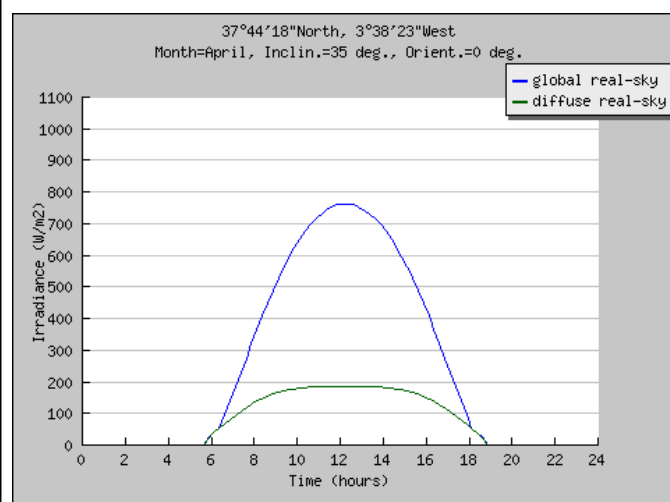
FEBRERO			
Time	G	G _d	I _t
4:52	0	0	2.6
5:07	0	0	2.6
5:22	0	0	2.6
5:37	0	0	2.6
5:52	0	0	2.6
6:07	0	0	2.7
6:22	0	0	2.8
6:37	0	0	2.9
6:52	0	0	3.1
7:07	25	25	3.3
7:22	114	47	3.5
7:37	173	69	3.8
7:52	226	82	4.0
8:07	277	94	4.3
8:22	327	105	4.6
8:37	376	115	4.9
8:52	422	123	5.2
9:07	466	131	5.5
9:22	507	137	5.8
9:37	545	143	6.2
9:52	580	148	6.5
10:07	612	152	6.8
10:22	640	155	7.2
10:37	665	158	7.5
10:52	687	160	7.8
11:07	705	162	8.1
11:22	720	164	8.4
11:37	731	165	8.7
11:52	738	165	9.0
12:07	741	165	9.3
12:22	741	165	9.5
12:37	738	165	9.7
12:52	731	165	9.9
13:07	720	164	10.1
13:22	705	162	10.3
13:37	687	160	10.4
13:52	665	158	10.4
14:07	640	155	10.5
14:22	612	152	10.5
14:37	580	148	10.4
14:52	545	143	10.3
15:07	507	137	10.2
15:22	466	131	10.0
15:37	422	123	9.8
15:52	376	115	9.5
16:07	327	105	9.2
16:22	277	94	8.9
16:37	226	82	8.5
16:52	173	69	8.2
17:07	114	47	7.9
17:22	64	30	7.5
17:37	0	0	7.2
17:52	0	0	6.9
18:07	0	0	6.7
18:22	0	0	6.4
18:37	0	0	6.2



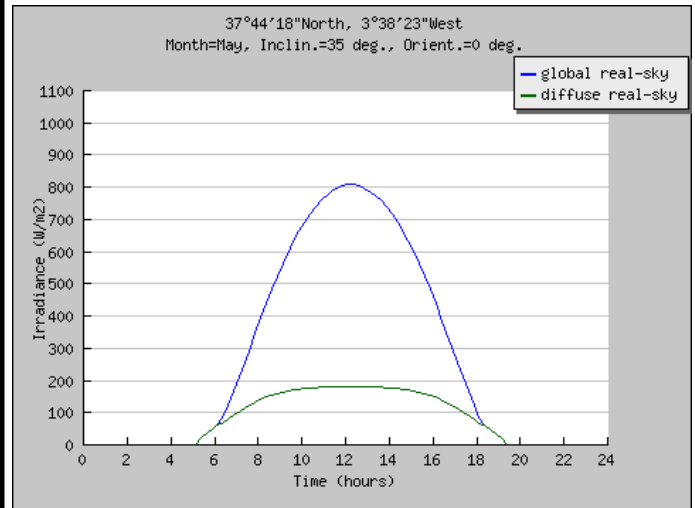
MARZO			
Time	G	G _d	I _t
4:52	0	0	4.9
5:07	0	0	4.9
5:22	0	0	4.9
5:37	0	0	4.9
5:52	0	0	5.0
6:07	0	0	5.1
6:22	23	23	5.3
6:37	39	39	5.6
6:52	54	53	5.9
7:07	160	83	6.2
7:22	210	99	6.6
7:37	261	114	7.0
7:52	312	128	7.4
8:07	361	140	7.8
8:22	409	151	8.3
8:37	454	161	8.7
8:52	498	169	9.1
9:07	538	177	9.5
9:22	576	183	9.9
9:37	612	188	10.3
9:52	644	192	10.7
10:07	673	195	11.0
10:22	699	198	11.4
10:37	722	200	11.7
10:52	741	202	12.0
11:07	758	203	12.3
11:22	771	204	12.6
11:37	781	205	12.8
11:52	787	205	13.1
12:07	790	206	13.3
12:22	790	206	13.5
12:37	787	205	13.7
12:52	781	205	13.9
13:07	771	204	14.0
13:22	758	203	14.2
13:37	741	202	14.2
13:52	722	200	14.3
14:07	699	198	14.4
14:22	673	195	14.4
14:37	644	192	14.3
14:52	612	188	14.3
15:07	576	183	14.2
15:22	538	177	14.0
15:37	498	169	13.8
15:52	454	161	13.6
16:07	409	151	13.4
16:22	361	140	13.1
16:37	312	128	12.9
16:52	261	114	12.6
17:07	210	99	12.3
17:22	160	83	12.0
17:37	111	65	11.7
17:52	39	39	11.4
18:07	23	23	11.1
18:22	0	0	10.8
18:37	0	0	10.5



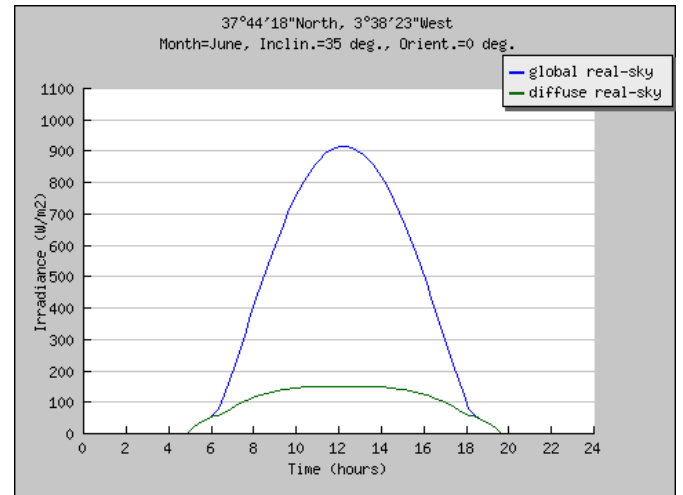
ABRIL			
Time	G	G _d	I _t
4:52	0	0	8.3
5:07	0	0	8.2
5:22	0	0	8.2
5:37	0	0	8.3
5:52	24	24	8.4
6:07	39	38	8.6
6:22	53	52	8.9
6:37	98	66	9.2
6:52	139	80	9.6
7:07	183	94	10.0
7:22	228	107	10.5
7:37	274	119	11.0
7:52	319	129	11.5
8:07	364	139	12.0
8:22	407	147	12.5
8:37	449	155	13.0
8:52	489	161	13.4
9:07	526	166	13.9
9:22	562	171	14.3
9:37	594	175	14.7
9:52	625	178	15.0
10:07	652	180	15.3
10:22	676	182	15.6
10:37	698	183	15.9
10:52	716	184	16.1
11:07	732	185	16.4
11:22	744	186	16.6
11:37	753	186	16.8
11:52	760	186	16.9
12:07	763	186	17.1
12:22	763	186	17.3
12:37	760	186	17.4
12:52	753	186	17.6
13:07	744	186	17.7
13:22	732	185	17.8
13:37	716	184	17.9
13:52	698	183	18.0
14:07	676	182	18.0
14:22	652	180	18.0
14:37	625	178	18.0
14:52	594	175	18.0
15:07	562	171	18.0
15:22	526	166	17.9
15:37	489	161	17.8
15:52	449	155	17.6
16:07	407	147	17.5
16:22	364	139	17.3
16:37	319	129	17.1
16:52	274	119	16.9
17:07	228	107	16.6
17:22	183	94	16.4
17:37	139	80	16.1
17:52	98	66	15.8
18:07	53	52	15.5
18:22	39	38	15.2
18:37	24	24	14.9



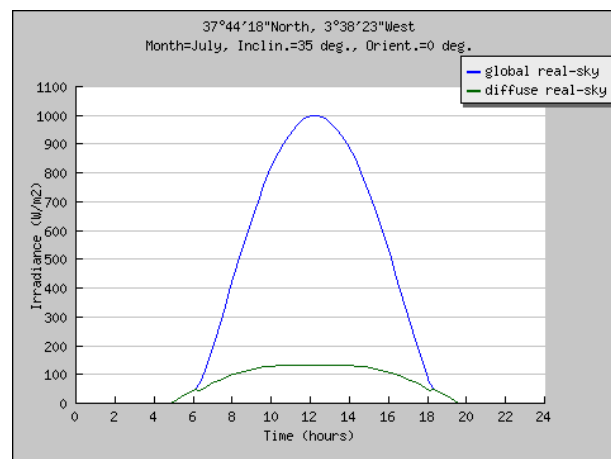
MAYO			
Time	G	G _d	I _t
4:52	0	0	11.6
5:07	0	0	11.6
5:22	23	22	11.6
5:37	36	36	11.8
5:52	50	49	11.9
6:07	62	61	12.2
6:22	83	65	12.5
6:37	122	78	12.9
6:52	165	90	13.4
7:07	210	102	13.8
7:22	256	113	14.4
7:37	303	123	14.9
7:52	349	132	15.5
8:07	395	141	16.1
8:22	439	148	16.6
8:37	482	154	17.1
8:52	523	159	17.7
9:07	562	164	18.1
9:22	598	168	18.6
9:37	632	171	18.9
9:52	664	173	19.3
10:07	692	175	19.6
10:22	717	176	19.9
10:37	740	177	20.2
10:52	759	178	20.4
11:07	775	179	20.6
11:22	788	179	20.8
11:37	798	179	21.0
11:52	805	179	21.2
12:07	808	179	21.3
12:22	808	179	21.5
12:37	805	179	21.6
12:52	798	179	21.8
13:07	788	179	21.9
13:22	775	179	22.0
13:37	759	178	22.2
13:52	740	177	22.2
14:07	717	176	22.3
14:22	692	175	22.4
14:37	664	173	22.4
14:52	632	171	22.4
15:07	598	168	22.4
15:22	562	164	22.4
15:37	523	159	22.3
15:52	482	154	22.2
16:07	439	148	22.1
16:22	395	141	22.0
16:37	349	132	21.8
16:52	303	123	21.6
17:07	256	113	21.4
17:22	210	102	21.2
17:37	165	90	20.9
17:52	122	78	20.7
18:07	83	65	20.4
18:22	62	61	20.0
18:37	50	49	19.7
18:52	36	36	-



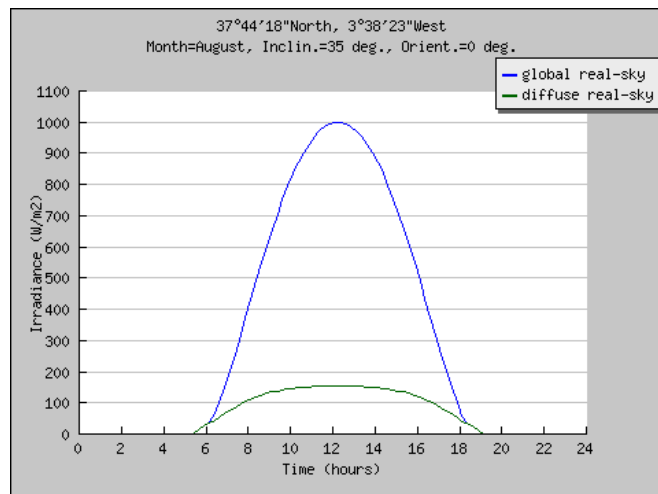
JUNIO			
Time	G	G _d	T _a
4:52	0	0	15.7
5:07	18	18	15.7
5:22	29	29	15.7
5:37	40	40	15.8
5:52	50	50	16.0
6:07	60	59	16.3
6:22	81	56	16.6
6:37	124	67	17.0
6:52	171	77	17.5
7:07	221	86	18.0
7:22	273	95	18.5
7:37	325	103	19.1
7:52	377	111	19.7
8:07	429	118	20.3
8:22	480	124	20.9
8:37	529	129	21.4
8:52	577	133	22.0
9:07	622	137	22.5
9:22	665	140	22.9
9:37	705	143	23.3
9:52	742	145	23.7
10:07	776	147	24.0
10:22	806	148	24.3
10:37	833	149	24.6
10:52	857	150	24.9
11:07	876	150	25.1
11:22	892	150	25.3
11:37	904	151	25.5
11:52	912	151	25.7
12:07	916	151	25.9
12:22	916	151	26.0
12:37	912	151	26.2
12:52	904	151	26.3
13:07	892	150	26.5
13:22	876	150	26.6
13:37	857	150	26.7
13:52	833	149	26.8
14:07	806	148	26.9
14:22	776	147	27.0
14:37	742	145	27.0
14:52	705	143	27.0
15:07	665	140	27.0
15:22	622	137	27.0
15:37	577	133	27.0
15:52	529	129	26.9
16:07	480	124	26.8
16:22	429	118	26.7
16:37	377	111	26.6
16:52	325	103	26.4
17:07	273	95	26.2
17:22	221	86	26.0
17:37	171	77	25.8
17:52	124	67	25.5
18:07	81	56	25.3
18:22	60	59	25.0
18:37	50	50	24.6
18:52	40	40	-
19:07	29	29	-



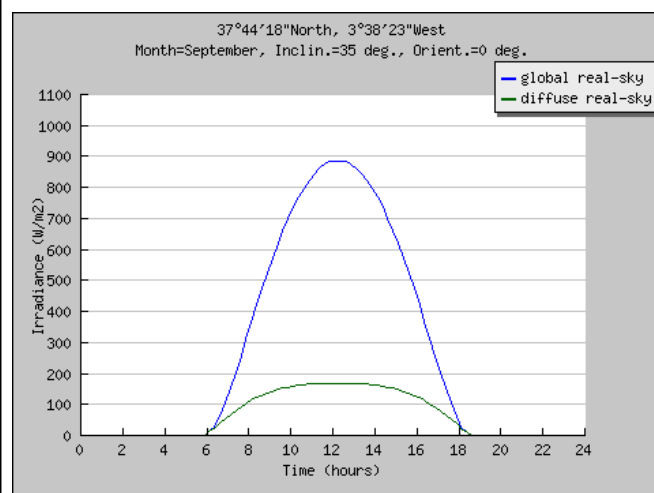
JULIO			
Time	G	G _d	T _a
4:52	0	0	19.3
5:07	11	10	19.3
5:22	21	20	19.3
5:37	30	30	19.4
5:52	40	39	19.5
6:07	48	48	19.8
6:22	71	45	20.1
6:37	116	55	20.5
6:52	166	64	21.0
7:07	220	73	21.5
7:22	276	81	22.1
7:37	333	88	22.7
7:52	391	96	23.4
8:07	448	102	24.0
8:22	505	107	24.6
8:37	560	112	25.2
8:52	613	116	25.8
9:07	664	120	26.3
9:22	712	123	26.8
9:37	758	125	27.3
9:52	799	127	27.7
10:07	838	129	28.1
10:22	872	130	28.5
10:37	903	131	28.8
10:52	930	132	29.1
11:07	952	133	29.4
11:22	970	133	29.6
11:37	983	133	29.9
11:52	993	133	30.1
12:07	997	133	30.3
12:22	997	133	30.5
12:37	993	133	30.7
12:52	983	133	30.9
13:07	970	133	31.1
13:22	952	133	31.3
13:37	930	132	31.4
13:52	903	131	31.5
14:07	872	130	31.6
14:22	838	129	31.7
14:37	799	127	31.8
14:52	758	125	31.8
15:07	712	123	31.9
15:22	664	120	31.9
15:37	613	116	31.8
15:52	560	112	31.8
16:07	505	107	31.7
16:22	448	102	31.6
16:37	391	96	31.4
16:52	333	88	31.2
17:07	276	81	31.0
17:22	220	73	30.8
17:37	166	64	30.6
17:52	116	55	30.3
18:07	71	45	30.0
18:22	48	48	29.6
18:37	40	39	29.3
18:52	30	30	-
19:07	21	20	-



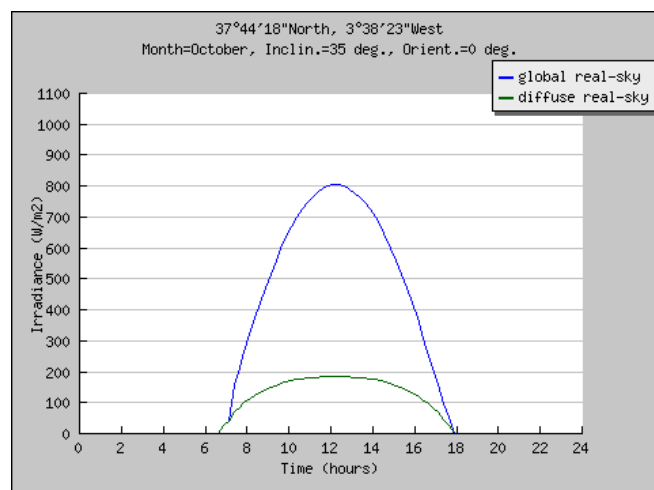
AGOSTO			
Time	G	G _d	I _t
4:52	0	0	19.6
5:07	0	0	19.5
5:22	0	0	19.5
5:37	14	14	19.6
5:52	25	25	19.7
6:07	36	36	20.0
6:22	58	42	20.3
6:37	100	53	20.7
6:52	148	64	21.1
7:07	201	75	21.6
7:22	257	85	22.2
7:37	315	95	22.7
7:52	374	103	23.3
8:07	433	111	23.9
8:22	492	118	24.5
8:37	548	125	25.1
8:52	603	130	25.7
9:07	656	135	26.2
9:22	706	139	26.7
9:37	752	142	27.2
9:52	795	145	27.6
10:07	835	147	28.0
10:22	871	149	28.4
10:37	902	150	28.7
10:52	930	151	29.0
11:07	953	152	29.3
11:22	971	152	29.6
11:37	985	153	29.9
11:52	994	153	30.1
12:07	999	153	30.3
12:22	999	153	30.6
12:37	994	153	30.8
12:52	985	153	31.0
13:07	971	152	31.1
13:22	953	152	31.3
13:37	930	151	31.4
13:52	902	150	31.6
14:07	871	149	31.6
14:22	835	147	31.7
14:37	795	145	31.8
14:52	752	142	31.8
15:07	706	139	31.7
15:22	656	135	31.7
15:37	603	130	31.6
15:52	548	125	31.5
16:07	492	118	31.4
16:22	433	111	31.2
16:37	374	103	31.0
16:52	315	95	30.8
17:07	257	85	30.6
17:22	201	75	30.3
17:37	148	64	30.0
17:52	100	53	29.7
18:07	58	42	29.4
18:22	36	36	29.0
18:37	25	25	28.7



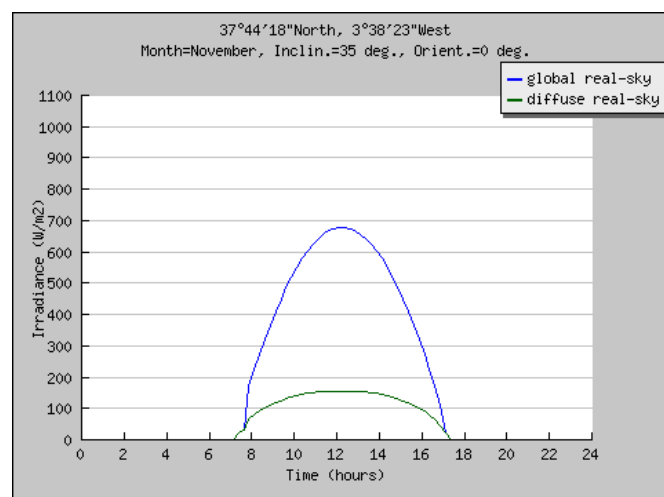
SEPTIEMBRE			
Time	G	G _d	I _t
4:52	0	0	15.6
5:07	0	0	15.5
5:22	0	0	15.5
5:37	0	0	15.5
5:52	0	0	15.7
6:07	12	11	15.9
6:22	24	24	16.1
6:37	63	40	16.4
6:52	104	54	16.8
7:07	152	67	17.2
7:22	203	80	17.7
7:37	257	92	18.2
7:52	312	103	18.7
8:07	367	113	19.2
8:22	421	122	19.7
8:37	473	130	20.2
8:52	524	137	20.7
9:07	573	143	21.1
9:22	619	148	21.6
9:37	661	152	22.0
9:52	701	156	22.3
10:07	737	159	22.7
10:22	770	162	23.0
10:37	799	164	23.3
10:52	823	165	23.6
11:07	844	166	23.9
11:22	861	167	24.2
11:37	874	168	24.4
11:52	882	168	24.7
12:07	886	169	24.9
12:22	886	169	25.1
12:37	882	168	25.3
12:52	874	168	25.5
13:07	861	167	25.7
13:22	844	166	25.9
13:37	823	165	26.0
13:52	799	164	26.1
14:07	770	162	26.2
14:22	737	159	26.2
14:37	701	156	26.2
14:52	661	152	26.1
15:07	619	148	26.0
15:22	573	143	25.9
15:37	524	137	25.7
15:52	473	130	25.5
16:07	421	122	25.3
16:22	367	113	25.0
16:37	312	103	24.7
16:52	257	92	24.4
17:07	203	80	24.1
17:22	152	67	23.7
17:37	104	54	23.4
17:52	63	40	23.1
18:07	24	24	22.8
18:22	12	11	22.5
18:37	0	0	22.3



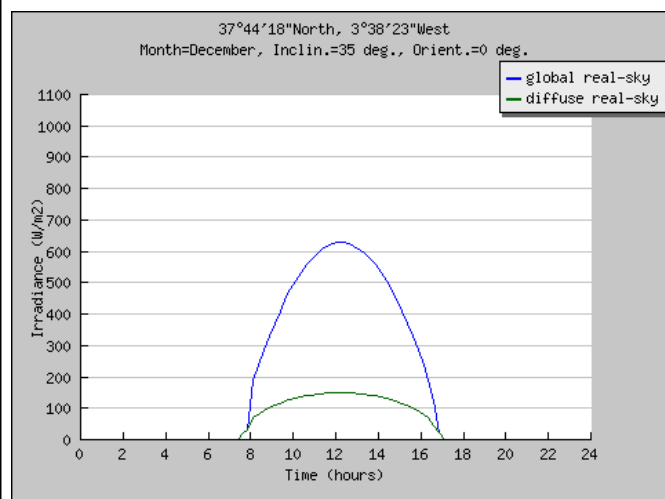
OCTUBRE			
Time	G	G _d	I _t
4:52	0	0	11.9
5:07	0	0	11.9
5:22	0	0	11.9
5:37	0	0	11.9
5:52	0	0	12.0
6:07	0	0	12.2
6:22	0	0	12.4
6:37	0	0	12.6
6:52	26	25	12.9
7:07	39	38	13.3
7:22	158	70	13.7
7:37	212	85	14.1
7:52	266	99	14.5
8:07	320	112	14.9
8:22	372	123	15.3
8:37	422	133	15.8
8:52	470	142	16.2
9:07	516	149	16.6
9:22	559	156	17.0
9:37	599	162	17.4
9:52	635	166	17.7
10:07	668	170	18.1
10:22	698	174	18.4
10:37	724	177	18.7
10:52	747	179	19.0
11:07	766	181	19.3
11:22	781	182	19.5
11:37	792	183	19.8
11:52	800	183	20.0
12:07	804	184	20.3
12:22	804	184	20.5
12:37	800	183	20.7
12:52	792	183	20.8
13:07	781	182	21.0
13:22	766	181	21.1
13:37	747	179	21.2
13:52	724	177	21.2
14:07	698	174	21.2
14:22	668	170	21.2
14:37	635	166	21.1
14:52	599	162	21.0
15:07	559	156	20.8
15:22	516	149	20.6
15:37	470	142	20.3
15:52	422	133	20.0
16:07	372	123	19.7
16:22	320	112	19.3
16:37	266	99	19.0
16:52	212	85	18.6
17:07	158	70	18.2
17:22	98	46	17.9
17:37	52	28	17.5
17:52	0	0	17.2
18:07	0	0	16.9
18:22	0	0	16.6
18:37	0	0	16.4



NOVIEMBRE			
Time	G	G _d	I _t
4:52	0	0	6.5
5:07	0	0	6.5
5:22	0	0	6.5
5:37	0	0	6.6
5:52	0	0	6.6
6:07	0	0	6.7
6:22	0	0	6.8
6:37	0	0	7.0
6:52	0	0	7.2
7:07	0	0	7.4
7:22	21	21	7.7
7:37	32	31	7.9
7:52	173	67	8.2
8:07	224	79	8.5
8:22	274	91	8.8
8:37	322	101	9.1
8:52	367	110	9.5
9:07	410	118	9.8
9:22	450	125	10.1
9:37	487	131	10.5
9:52	521	136	10.8
10:07	552	141	11.1
10:22	580	144	11.5
10:37	604	147	11.8
10:52	625	150	12.1
11:07	643	152	12.4
11:22	657	154	12.7
11:37	668	155	12.9
11:52	675	156	13.2
12:07	678	156	13.4
12:22	678	156	13.6
12:37	675	156	13.8
12:52	668	155	13.9
13:07	657	154	14.0
13:22	643	152	14.1
13:37	625	150	14.2
13:52	604	147	14.2
14:07	580	144	14.2
14:22	552	141	14.1
14:37	521	136	14.0
14:52	487	131	13.9
15:07	450	125	13.7
15:22	410	118	13.5
15:37	367	110	13.2
15:52	322	101	13.0
16:07	274	91	12.7
16:22	224	79	12.3
16:37	173	67	12.0
16:52	112	43	11.7
17:07	21	21	11.3
17:22	0	0	11.0
17:37	0	0	10.7
17:52	0	0	10.4
18:07	0	0	10.1
18:22	0	0	9.9
18:37	0	0	9.7



DICIEMBRE			
Time	G	G _d	I _t
4:52	0	0	4.0
5:07	0	0	4.0
5:22	0	0	4.0
5:37	0	0	4.0
5:52	0	0	4.0
6:07	0	0	4.0
6:22	0	0	4.1
6:37	0	0	4.1
6:52	0	0	4.2
7:07	0	0	4.3
7:22	0	0	4.4
7:37	20	20	4.5
7:52	30	30	4.7
8:07	188	70	4.9
8:22	237	81	5.1
8:37	285	91	5.3
8:52	329	101	5.6
9:07	370	109	6.0
9:22	409	116	6.3
9:37	445	122	6.7
9:52	478	127	7.2
10:07	507	132	7.6
10:22	534	136	8.0
10:37	557	139	8.5
10:52	577	142	8.9
11:07	594	144	9.4
11:22	607	146	9.8
11:37	617	147	10.2
11:52	624	148	10.5
12:07	627	149	10.8
12:22	627	149	11.1
12:37	624	148	11.3
12:52	617	147	11.5
13:07	607	146	11.7
13:22	594	144	11.8
13:37	577	142	11.9
13:52	557	139	11.9
14:07	534	136	11.9
14:22	507	132	11.8
14:37	478	127	11.7
14:52	445	122	11.6
15:07	409	116	11.4
15:22	370	109	11.2
15:37	329	101	11.0
15:52	285	91	10.7
16:07	237	81	10.5
16:22	188	70	10.2
16:37	124	44	9.9
16:52	20	20	9.5
17:07	0	0	9.2
17:22	0	0	8.9
17:37	0	0	8.6
17:52	0	0	8.3
18:07	0	0	8.0
18:22	0	0	7.7
18:37	0	0	7.5



C- ANEXO III: ESPECIFICACIONES MATERIALES

Panel fotovoltaico

STP320 - 24/Vem
STP315 - 24/Vem
STP310 - 24/Vem



320 Watt

POLYCRYSTALLINE SOLAR MODULE



Features



High module conversion efficiency
 Module efficiency up to 16.5% achieved through advanced cell technology and manufacturing capabilities



High PID resistant
 Advanced cell technology and qualified materials lead to high resistance to PID



Positive tolerance
 Positive tolerance of up to 0/+5W delivers higher output reliability



Suntech current sorting process
 System output maximized by reducing mismatch losses up to 2% with modules sorted & packaged by amperage



Extended wind and snow load tests
 Module certified to withstand extreme wind (3800 Pascal) and snow loads (5400 Pascal) *



Withstanding harsh environment
 Reliable quality leads to a better sustainability even in harsh environment like desert, farm and coastline

Certifications and standards:
 IEC 61215, IEC 61730, conformity to CE



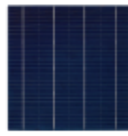





Trust Suntech to Deliver Reliable Performance Over Time

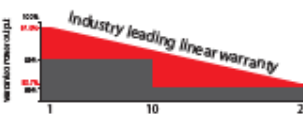
- World-class manufacturer of crystalline silicon photovoltaic modules
- Unrivaled manufacturing capacity and world-class technology
- Rigorous quality control meeting the highest international standards: ISO 9001: 2008, ISO 14001: 2004 and ISO 17025: 2005
- Regular independently checked production process from international accredited institute/company
- Tested for harsh environments (salt mist, ammonia corrosion and sand blowing testing: IEC 61701, IEC 62716, DIN EN 60068-2-68)***
- Long-term reliability tests
- 2 x 100% EL inspection ensuring defect-free modules

Special 4 busbar design



The unique cell design leads tremendous reduction in electrodes resistance and raise in conversion efficiency. Less residual stress, less cell micro-cracks and hotspot risks.

Industry-leading Warranty based on nominal power



- 97.5% in the first year, thereafter, for years two (2) through twenty-five (25), 0.7% maximum decrease from MODULE's nominal power output per year, ending with the 80.7% in the 25th year after the defined WARRANTY STARTING DATE****
- 12-year product warranty
- 25-year linear performance warranty

IP68 Rated Junction Box



The Suntech IP68 rated junction box ensures an outstanding waterproof level, supports installations in all orientations and reduces stress on the cables. High reliable performance, low resistance connectors ensure maximum output for the highest energy production.

* Please refer to Suntech Standard Module Installation Manual for details. **PV Cycle only for EU market.
 *** Please refer to Suntech Product Near-coast Installation Manual for details. **** Please refer to Suntech Product Warranty for details.

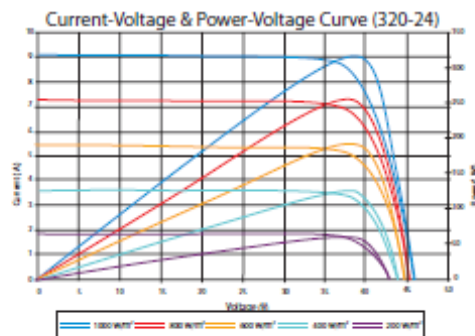
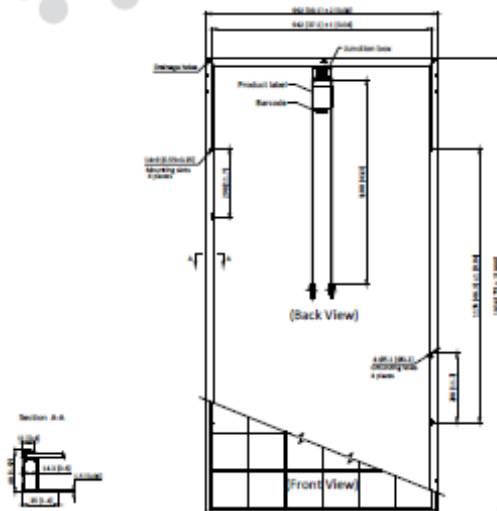
©Copyright 2016 Suntech Power

www.suntech-power.com

IEC-STP-Vem-N01.01-Rev 2016

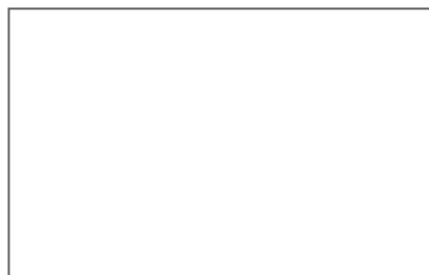
STP320-24/Vem
STP315-24/Vem
STP310-24/Vem

SUNTECH
BE UNLIMITED



Excellent performance under weak light conditions: at an irradiation intensity of 200 W/m² (AM 1.5, 25 °C), 96.5% or higher of the STC efficiency (1000 W/m²) is achieved

Dealer information



Information on how to install and operate this product is available in the Installation Instructions. All values indicated in this data sheet are subject to change without prior announcement. The specifications may vary slightly. All specifications are in accordance with standard IEC 60904-1. Color differences of the modules relative to the figures as well as discolorations of the modules which do not impair their proper functioning are possible and do not constitute a deviation from the specification.

E-mail: sales@suntech-power.com

www.suntech-power.com

IEC-STP-Vem-NO1.01-Rev 2016

Electrical Characteristics

STC	STP320-24/Vem	STP315-24/Vem	STP310-24/Vem
Maximum Power at STC (Pmax)	320 W	315 W	310 W
Optimum Operating Voltage (Vmp)	37.1 V	36.8 V	36.5 V
Optimum Operating Current (Imp)	8.63 A	8.56 A	8.50 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.6 V	45.1 V	44.9 V
Short Circuit Current (Isc)	9.14 A	9.02 A	8.96 A
Module Efficiency	16.5%	16.2%	16.0%
Operating Module Temperature	-40 °C to +85 °C		
Maximum System Voltage	1000 V DC (IEC)		
Maximum Series Fuse Rating	20 A		
Power Tolerance	0/+5 W		

STC: Irradiance 1000 W/m², module temperature 25 °C, AM=1.5;
Test in Class AAA solar simulator (IEC 60904-1) used, power measurement uncertainty is within +/- 3%

NOCT	STP320-24/Vem	STP315-24/Vem	STP310-24/Vem
Maximum Power at NOCT (Pmax)	235 W	229 W	226 W
Optimum Operating Voltage (Vmp)	34.0 V	33.2 V	32.8 V
Optimum Operating Current (Imp)	6.90 A	6.91 A	6.88 A
Open Circuit Voltage (Voc)	41.8 V	41.5 V	40.9 V
Short Circuit Current (Isc)	7.40 A	7.30 A	7.26 A

NOCT: Irradiance 800 W/m², ambient temperature 20 °C, AM=1.5, wind speed 1 m/s;
Test in Class AAA solar simulator (IEC 60904-1) used, power measurement uncertainty is within +/- 3%

Temperature Characteristics

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2 °C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.41 %/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.33 %/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.067 %/°C

Mechanical Characteristics

Solar Cell	Polycrystalline silicon 156 × 156 mm (6 inches)
No. of Cells	72 (6 × 12)
Dimensions	1956 × 992 × 40 mm (77.0 × 39.1 × 1.6 inches)
Weight	25.8 kgs (56.9 lbs.)
Front Glass	4.0 mm (0.16 inches) tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy
Junction Box	IP68 rated (3 bypass diodes)
Output Cables	TUV (2Pfg1169:2007) 4.0 mm ² (0.006 inches ²), symmetrical lengths (-) 1100 mm (43.3 inches) and (+) 1100 mm (43.3 inches)
Connectors	MC4 compatible

Packing Configuration

Container	20' GP	40' GP	40' HC
Pieces per pallet	25	25	25
Pallets per container	5	12	24
Pieces per container	125	300	600

Inversor

Inverters | *SUNSYS R02*



The *SUNSYS R01* and *SUNSYS R02* are the ideal inverters for roofs, with power ratings of 33 kW and 66 kW respectively. The *SUNSYS R01* and *SUNSYS R02* are highly efficient thanks to their modular architecture and DPC (Dynamic Power Control) function, which make it possible to increase power generation, especially at low solar radiation levels. The maintenance and control of the system are simplified by the *SUNSYS IFB* options and the *SUNGUARD* monitoring software.

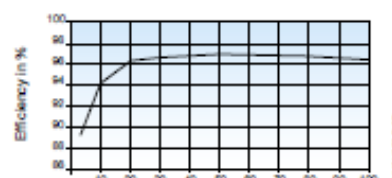
Technical data

DC INPUT CHARACTERISTICS		R02
Maximum voltage range		350 - 900 V
Optimum voltage range		450 - 850 V
Maximum input current		160 A
Number of MPPTs		1 to 2
AC OUTPUT CHARACTERISTICS		
Rated power		66.7 kVA
Maximum power		73.4 kVA
Output voltage		400 V three phase with neutral
Maximum efficiency		97 %
EU efficiency		96 %
Current distortion		< 3 %
Rated AC current		96 A
Max. AC current		106 A
Power factor		0.9-1
Output frequency		50 Hz
GENERAL CHARACTERISTICS		
Dimensions W x D x H		600 x 795 x 1400 mm
Weight		525 kg
Working temperature		-5/ +55 °C
Protection rating		IP20
Galvanic isolation		LV transformer
Ventilation		smart-cooling
Communication		RS485
STANDARDS		
Standards		VDE 0126-1-1, CEI 0-21, RD 1663, VDE-AR-N 4105
CE compliance		yes

Advantages

- **Better PV system efficiency:** *SUNSYS R01* and *SUNSYS R02* inverters maximise the global efficiency of the photovoltaic installation.
- **Increased power generation:** the DPC (Dynamic Power Control) function improves power generation, especially in low solar radiation conditions.
- **Greater reliability:** the operating conditions have been endorsed by independent certification bodies (dynamic efficiency, efficiency).
- **Simplicity:** maintenance, service provision and monitoring are simplified by the modular design of the *SUNSYS R01*, *SUNSYS R02* and *SUNSYS P03+T03* solutions.

Efficiency curve





DANGER!
Risk of electric shock from live device parts!

The photovoltaic modules are live as soon as they are exposed to sunlight.
• Take suitable measures and make sure there is no power remaining.

1.2. COMPLIANT USE

SUNSYS pro and **SUNSYS station** are photovoltaic inverters for the conversion of direct current into alternating current in compliance with the mains network.

Any use other than the specified purpose will therefore be considered as improper. The manufacturer/supplier shall not be held responsible for damage resulting from this. The risk and responsibility lies with the system manager.

SUNSYS pro and **SUNSYS station** are constructed in accordance with current technical regulations and official safety standards. Before shipment all devices undergo technical safety testing. Nevertheless, incorrect or improper use may endanger the life or health of the operator and third parties, or damage equipment or other materials.

Compliant use also includes observing operating instructions. **SUNSYS pro** and **SUNSYS station** must be installed by specialist personnel deemed responsible for complying with existing standards. Repair work may only be carried out by authorised centres. Arbitrary and unauthorised work may have fatal consequences, cause injury or damage property. In the event of damage, SOCOMEC shall assume no responsibility and the warranty shall be void.

1.3. STANDARDS AND GUIDELINES

When carrying out electrical installation, all standards specified by the IEC and the electricity supplier must be observed.

Certificate of compliance

SUNSYS pro and **SUNSYS station** comply with all technical and construction-related requirements from a safety perspective, with the electromagnetic compatibility directive (2004/108/EC) and the low voltage directive (2006/95/EC).

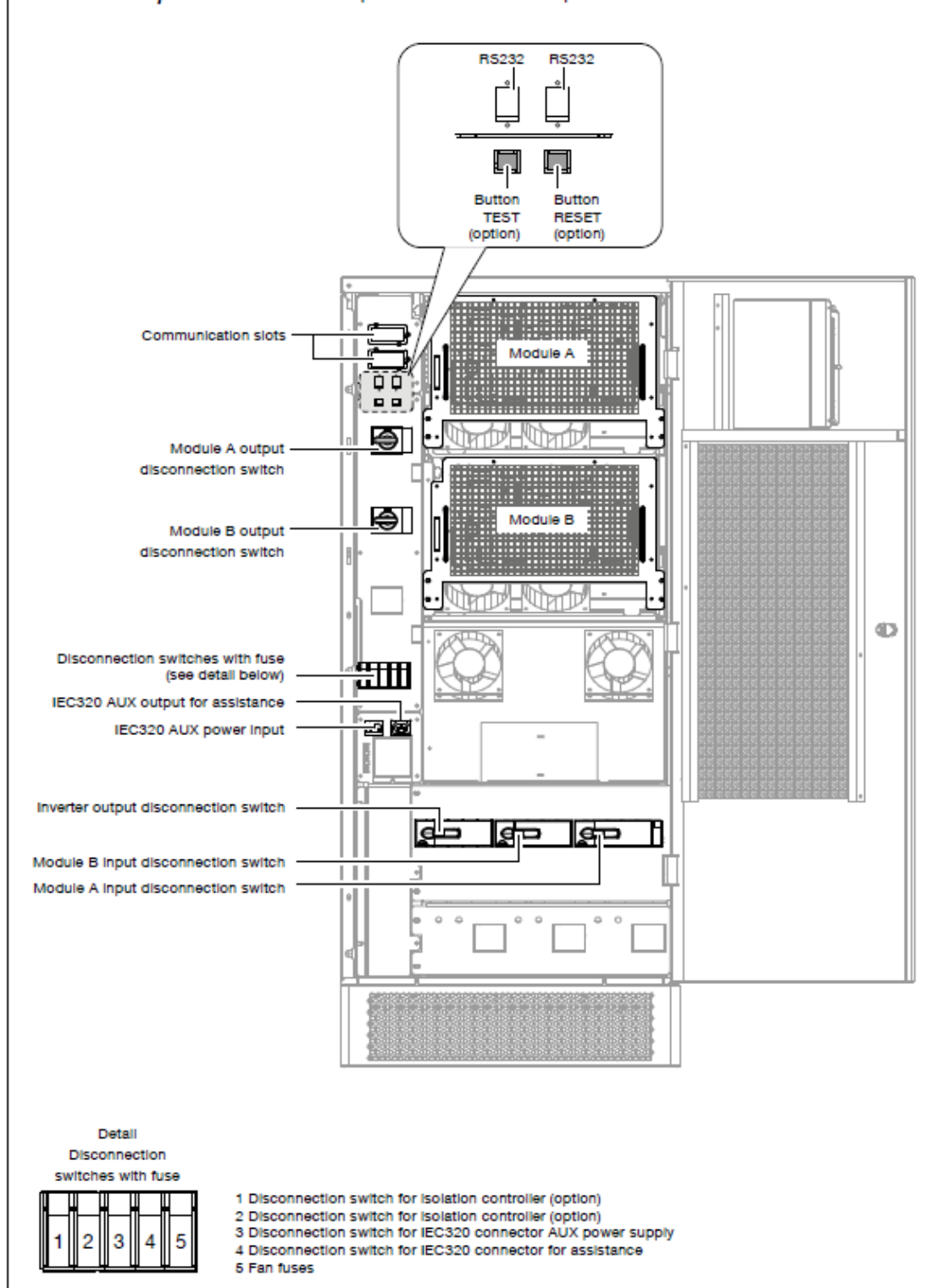
The **SUNSYS station** series also complies with the following standards and directives:

- EN 50178: 1997-03 Electronic equipment for use in power installations
- IEC 62109-1: 2010-04 Safety of power converters for use in photovoltaic power systems - Part 1: General requirements
- EN 61000-3-11: 2000-08 Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-11: Limits - Limitation of voltage changes, voltage fluctuations and flicker in public low-voltage supply systems - Equipment with rated current ≤ 75 A and subject to conditional connection
- EN 61000-6-2; 2006-03 Electromagnetic Compatibility (EMC) - Part 6-2: Generic standards - Immunity for Industrial Environments
- EN 61000-6-4: 2007-09 Electromagnetic Compatibility (EMC) - Part 6-4: Generic standards - Generic Standard Interference Emission for Industrial Environments
- EN 61000-3-12: 2005-09 Electromagnetic Compatibility (EMC) - Part 3-12: Limits - Limits for harmonic currents produced by equipment connected to public low-voltage systems with input current >16 A and inferior or equal 75 A per phase.

The following documents or national standards apply to photovoltaic systems:

- DIN V VDE V 0126-1-1: 2006-02 Automatic disconnection device between a generator and the public low voltage grid (Germany)
- CEI 0-16: 2009-04 Reference technical rules for the connection of active and passive consumers to the HV and MV electrical networks of distribution Company (Italy)
- Guide to connection to the Enel Distribuzione mains electricity network Ed. 1.1 (Italy)
- CEI 11-20: 2000-08 Electrical energy production system and uninterruptible power systems connected to class I and class II network (Italy)
- CEI Guide 82-25: Guide to the production of photovoltaic generation systems connected to medium and low voltage electricity networks
- RD 1663/2000 + RD 661/2007: Conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión (Spain)

2.2-2 **SUNSYS pro R02** with the door open and the two 33 kW power modules



Cableado

P-SUN sp

ESPECIAL FOTOVOLTAICA

Tensión nominal: **0,6/1 kV**

Norma diseño: **DKE/VDE AK 411.2.3**

DESCRIPCIÓN

CUBIERTA

Material: Mezcla cero halógenos tipo EM5 según UNE EN 50363-1

Color: Negro, rojo o azul

APLICACIONES

Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas interiores, exteriores, industriales, agrícolas, fijas o móviles (con seguidores)... Pueden ser instalados en bandejas, conductos y equipos.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

DIMENSIONES, PESOS Y RESISTENCIAS (aproximados)

Sección nominal mm ²	Diámetro del conductor mm	Diámetro exterior del cable (valor máx.) mm	Peso kg/km	Resistencia del conductor a 20 °C Ω/km	Intensidad admisible al aire (1) A	Caída de tensión V/A km (corriente continua)
1x1,5	1,6	4,9	33	13,7	25	26,5
1x2,5	1,9	5,2	43	8,21	34	15,92
1x4	2,4	5,9	58	5,09	46	9,96
1x6	2,9	6,5	77	3,39	59	6,74
1x10	3,9	8,3	134	1,95	82	4
1x16	5,4	10,1	198	1,24	110	2,51
1x25	6,4	11,4	290	0,795	140	1,59
1x35	7,5	12,9	394	0,565	174	1,15
1x50	9	14,9	549	0,393	210	0,85
1x70	10,8	17	756	0,277	269	0,59
1 x 95	12,6	16,8	930	0,210	327	0,42
1 x 120	14,3	19,4	1300	0,164	380	0,34
1 x 150	15,9	21,1	1500	0,132	438	0,27
1 x 185	17,5	23,5	1900	0,108	500	0,22
1 x 240	20,5	26,3	2300	0,0817	590	0,17

(1) Instalación monofásica en bandeja al aire (40 °C). Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,9.

→ XLPE2 con instalacion tipo F → columna 13. (Ver página 23).

Estructura soporte



ESTRUCTURAS SOLARES

ESPECIFICACIONES

El sistema de montaje modular construido en aluminio le ofrece una opción duradera, dinámica y de fácil instalación en las aplicaciones de paneles fotovoltaicos.

Gracias a sus sistema de montaje modular le permite instalar cualquier cantidad de paneles fotovoltaicos partiendo de la combinación e interconexión de 3 tipos de módulos:

- Módulo básico (base) para 4 paneles
- Módulo de extensión para 4 paneles
- Módulo de extensión para 2 paneles

Seleccionados de acuerdo a la cantidad de filas y los paneles máximos en cada una de ellas.

VENTAJAS

- Mayor durabilidad: las estructuras son construidas en aluminio
- Mayor rendimiento: ángulo de inclinación ajustable 0°, 10°, 15° y 20°
- Menores tiempos de instalación: ya que la estructura es entregada pre-ensamblada para facilitar su instalación y además es diseñada para realizar el montaje de los paneles con sólo dos herramientas (llave de media pulgada y llave Allen de 6 mm)
- Menores tiempos de montaje: todos los elementos de fijación son fácilmente colocados en la posición deseada
- Mayor flexibilidad: el sistema de montaje modular le permite ampliar su instalación fotovoltaica de manera práctica, ágil, segura y sencilla
- Su diseño permite la instalación de la mayoría de los paneles fotovoltaicos (consulte la sección de dimensiones)
- Incluye robustas anclas de acero inoxidable
- Sistema de anclaje con altura regulable
- Resistente: la estructura está diseñada para soportar vientos continuos de hasta 120 km/hr (valor considerado a 20° de inclinación, con soportes triangulares espaciados cada 2 metros)
- Tornillos en acero inoxidable
- Instalación en techos planos e inclinados



MATERIALES PRINCIPALES DE CONSTRUCCIÓN

Aluminio: AL 6005-T5

Acero inoxidable: SUS304

MONTAJE

- Techos planos
- Techos inclinados

DESCRIPCIÓN DEL CÓDIGO

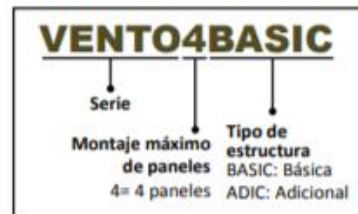
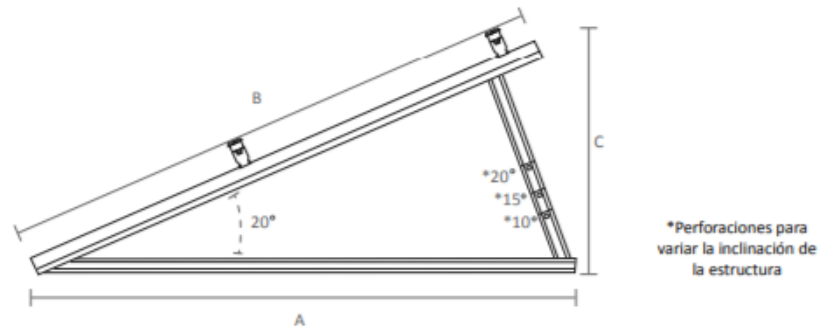


TABLA DE SELECCIÓN

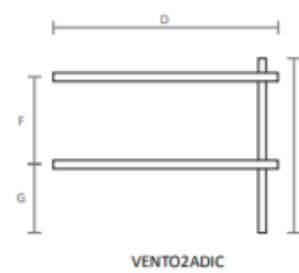
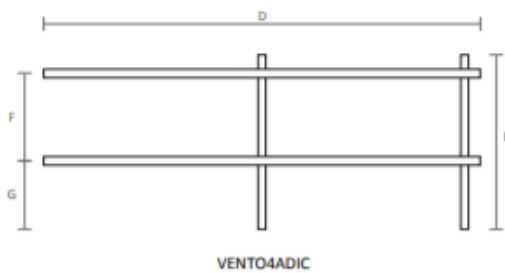
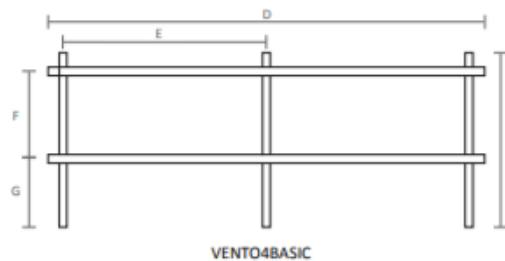
CÓDIGO	DESCRIPCIÓN
VENTO4BASIC	ESTRUCTURA BÁSICA DE ALUMINIO PARA 4 MÓDULOS FV
VENTO4ADIC	ESTRUCTURA ADICIONAL DE ALUMINIO PARA 4 MÓDULOS FV
VENTO2ADIC	ESTRUCTURA ADICIONAL DE ALUMINIO PARA 2 MÓDULOS FV

DIMENSIONES Y PESOS

VISTA LATERAL



VISTA SUPERIOR



CÓDIGO	DIMENSIONES CONSIDERADAS CON UNA INCLINACIÓN DE 20°							PESO (Kg)
	(cm)							
	A	B	C	D	E	F	G	
VENTO4BASIC	163	150	65	420	200	79	60	21.2
VENTO4ADIC								17.6
VENTO2ADIC				210				9

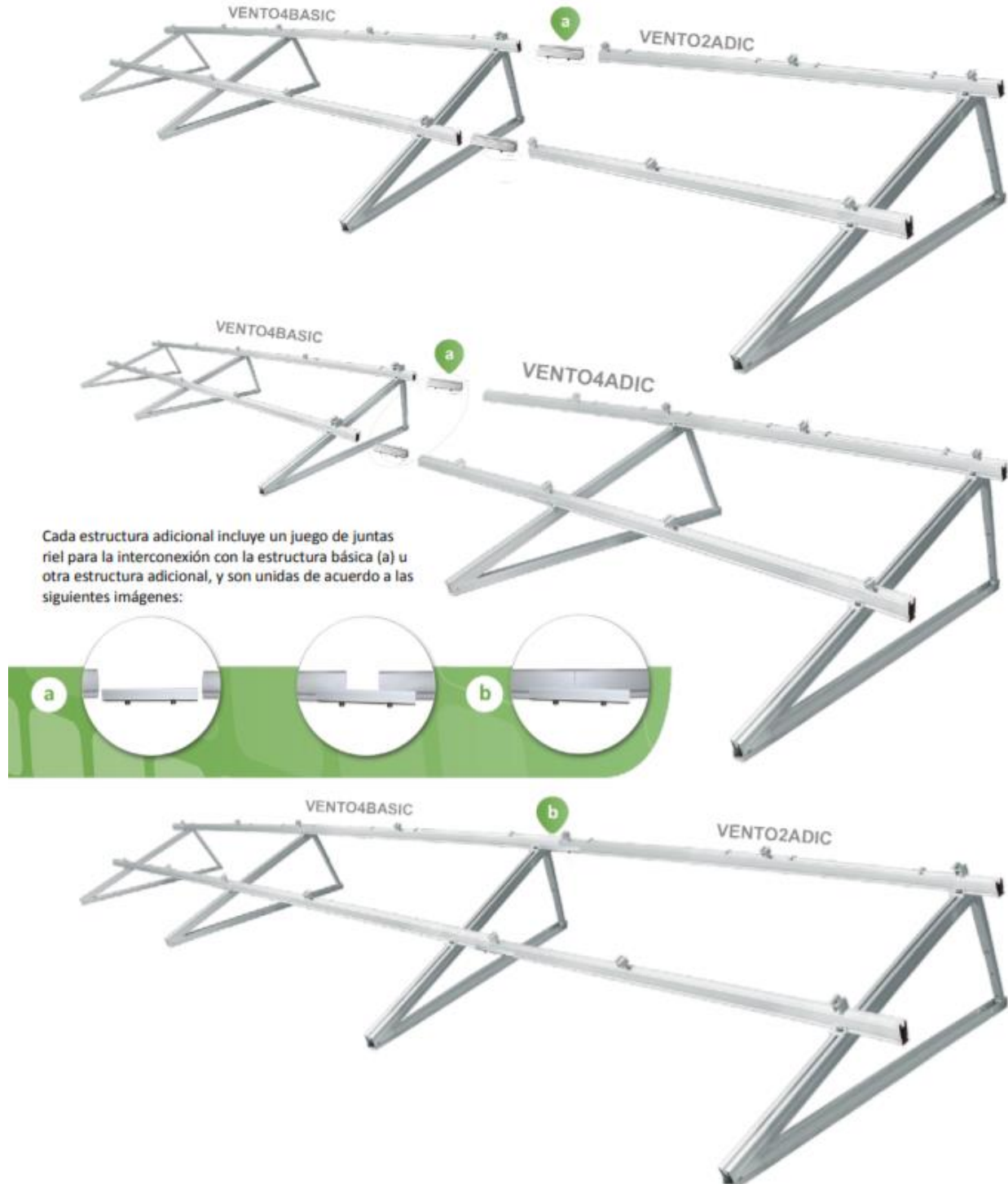
LAS ESTRUCTURAS SOLARES SE COMPONEN DE:



SISTEMA DE MONTAJE MODULAR

"Mecanismo de unión de estructura básica con estructura adicional"

Para comenzar cada fila de montaje es necesario partir siempre de una estructura básica (VENTO4BASIC), ya que nos servirá de apoyo para la interconexión de las estructuras adicionales.



Contador bidireccional trifásico

Contadores multifunción de energía eléctrica

Q.1

CIRWATT B 410D

Contador trifásico estándar con conexión directa



Descripción

CIRWATT B 410D es un contador trifásico directo, idóneo para aplicaciones trifásicas industriales. Instalación sencilla, larga durabilidad y gran precisión en la medida son algunas de sus principales características. **CIRWATT B 410D** es un contador clase B en energía activa según Directiva Europea MID (EN 50470) o clase 1 según IEC-62053-21, con disponibilidad de múltiples opciones de comunicaciones y módulos de expansión que le permiten adaptarse a cualquier tipo de instalación.

Aplicación

CIRWATT B 410D es el equipo adecuado para aplicaciones en baja tensión (para corrientes hasta 100 o 120 A), adaptándose a las nuevas necesidades del mercado con una gran versatilidad en sus opciones de comunicación y módulos de expansión. Disponible en 2 cuadrantes para los consumos de energía o 4 cuadrantes para las plantas fotovoltaicas (generación y consumo de energía).

Características

Alimentación	
Tensión nominal	3 x 230 (400) V - 3 x 127 (230) V
Tolerancia	80 % ... 115 % U_n
Consumo	< 2 W; < 10 V-A
Frecuencia	50 ó 60 Hz
Medida de tensión	
Conexión	Asimétrico
Tensión de referencia	3 x 230 (400) V - 3 x 127 (230) V *
Frecuencia	50 ó 60 Hz
Consumo circuito tensión	< 2 W; 10 V-A
Medida de corriente	
Corriente nominal de referencia I_{ref} (I_{base})	5 (100) A ó 10 (100) A ó 10 (120) A ó 15 (120) A *
Corriente de arranque I_s	< 0,04 x I_n
Corriente mínima I_{min}	< 0,5 x I_n
Consumo circuito corriente	< 0,1 V-A
Clase de precisión	
Precisión medida de energía activa	EN 50470 (Clase B) - IEC 62053-21 (Clase 1)
Precisión medida de energía reactiva	IEC 62053-23 (Clase 2)
Memoria	
Datos	Memoria no-volátil
Setup y eventos	Serial flash
Batería	
Tipo	Litio
Vida	> 20 años a 30 °C
Reloj	
Tipo	Calendario Gregoriano
Fuente	Oscilador compensado en temperatura
Precisión (EN 61038)	< 0,5 s/día a 23 °C
Influencias del entorno	
Rango de temperatura de trabajo	-40 ... +70 °C
Rango de temperatura de almacenamiento	-40 ... +85 °C
Coefficiente de temperatura	< 15 ppm/K
Humedad	95 % máx.
Aislamiento	
Tensión aislamiento	4 kV a 50 Hz durante 1 min
Tensión de impulso 1,2/50µs - IEC 62052-11	6 kV
Índice de protección (IEC 62052-11)	II
Display	
Tipo	LCD
Número de dígitos de datos	Hasta 8
Tamaño dígitos de datos	8 mm
Lectura del display en ausencia de tensión	Si

* Consultar otras configuraciones.

CIRCUITOR

Q1-17

Q.1

Contadores multifunción de energía eléctrica

CIRWATT B 410D

Contador trifásico estándar con conexión directa



Características

Interfaz de comunicación óptico

Tipo	Serie; bi-direccional
Hardware	IEC 62056-21
Protocolo	REE, basado en IEC 870-5-102

Detector de intrusismo

Detección	Apertura tapa cubrebornes
Tipo	Micro interruptor
Función	Detecta intrusismo en ausencia de tensión

Características mecánicas

Conexión	Asimétrica
Dimensiones externas	DIN 43857
Características envolvente	DIN 43859
Grado IP (IEC 60529)	IP 51

PLC

Sistema de modulación	DSCK con sistema de repetidores
Hardware	CENELEC A o CENELEC B
Protocolo	CirPLC y PEP (PLC Encapsulated Protocol)

Programación tarifas

Número de jornadas	12
Tipos de días	10
Contratos	3
Número de tarifas	9
Discriminación	1 hora
Días festivos	30
Días especiales	12

Curva de carga

Número de curvas de carga	2
Tiempo de integración	Programable: 1 ... 253 min
Profundidad de registro	4000

Eventos

Número de eventos	200
-------------------	-----

Cierres de facturación

Número de cierres	12 por contrato
Tipo	Deshabilitado / Fecha y hora programable

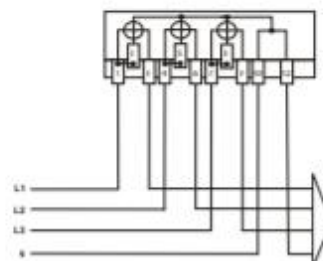
Otras características

Comunicaciones *	Tarjetas de expansión *
RS-232 / PLC	Sin entradas / salidas
RS-485 / PLC	4 salidas relé (Indicador de Tarifa)
RS-232 / RS-232	2 entradas relé / 4 salidas impulsos
RS-485 / RS-485	4 entradas de impulsos
RS-232 / RS-485	Medida de corriente diferencial
RS-232 / Ethernet	2 salidas relé / 2 salidas de impulsos / 2 entradas de impulsos
R-485 / Ethernet	

* Consultar otras configuraciones

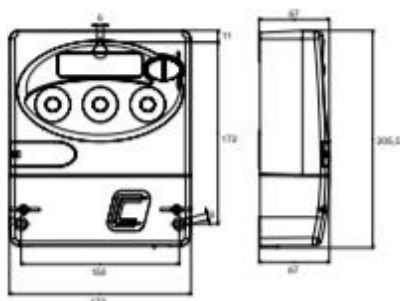
Conexiones

CIRWATT B 410D con conexión directa

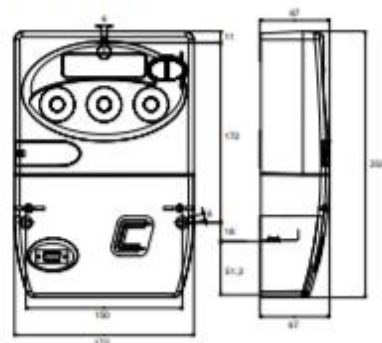


Dimensiones

Opción con cubrebornes



Opción con cubrehilos



CIRWATT B 410D

Contador trifásico estándar con conexión directa



Referencias

Tipo consumidor	Clase (activa/reactiva)	Cuadrantes	Frecuencia (Hz)	Rango medida V	Rango medida A	Comunicación COM1	Comunicación COM2	TIPO	Código
4	B / 2	4	50 Hz	3x230/400 V	10 (100)A	RS232	RS232	CIRWATT B 410-QD1A-70B10	QB4A0
4	B / 2	4	50 Hz	3x230/400 V	10 (100)A	RS485	RS485	CIRWATT B 410-QD1A-80B10	QB4E0
4	B / 2	4	50 Hz	3x230/400 V	10 (100)A	RS232	RS485	CIRWATT B 410-QD1A-90B10	QB4B0
4	B / 2	4	50 Hz	3x230/400 V	10 (100)A	RS232	ETHERNET	CIRWATT B 410-QD1A-A0B10	QB4C0
4	B / 2	4	50 Hz	3x230/400 V	10 (100)A	RS485	ETHERNET	CIRWATT B 410-QD1A-D0B10	QB4D0
4	B / 2	4	50 Hz	3x127/220 V	10 (100)A	RS232	RS232	CIRWATT B 410-ND1A-70B10	QB740
4	B / 2	4	50 Hz	3x127/220 V	10 (100)A	RS485	RS485	CIRWATT B 410-ND1A-80B10	QB7E0
4	B / 2	4	50 Hz	3x127/220 V	10 (100)A	RS232	RS485	CIRWATT B 410-ND1A-90B10	QB7B0
4	B / 2	4	50 Hz	3x127/220 V	10 (100)A	RS232	ETHERNET	CIRWATT B 410-ND1A-A0B10	QB7C0
4	B / 2	4	50 Hz	3x127/220 V	10 (100)A	RS485	ETHERNET	CIRWATT B 410-ND1A-D0B10	QB7D0

Cuadro de protección



Ingeniería • Energía Solar • Eólica • Biomasa • ESES

Ficha Cuadro STC16 160A

Descripción:	Información técnica y manual del cuadro STC16 160A
Revisión:	1ª versión

En este documento se explicarán las características técnicas y el manual de uso del cuadro de series pequeño (hasta 16 strings). A lo largo de este informe veremos todo lo necesario para manejar el cuadro con seguridad y conocer sus ventajas.

FICHA TÉCNICA CUADRO STC16 160A

Descripción del cuadro:

Cuadro protección series fotovoltaicas sin monitorización, hasta 16 entradas + con bases portafusibles y fusibles para continua de 16A y 16 entradas - con protección de fusible. Salida con seccionador hasta 1000Vdc y 160A, sin contacto auxiliar de estado. Montado en armario de poliéster con puerta opaca, 700x500x300mm, IP55. Entradas con prensaestopas M16 para entrada de cable de strings, de M20 para las salidas de tierra y del seccionador. Con protector contra sobretensiones de continua clase 2 hasta 1000Vdc, sin contacto auxiliar. Completo, montado y cableado. Según normas IEC.

Elementos del cuadro:

El cuadro está compuesto fundamentalmente por los siguientes elementos:

- Armario poliéster 700x500x300mm, IP 55 con placa de montaje aislante
- Protector contra sobretensiones de continua clase 2 hasta 1000Vdc
- Fusible.10x38 16A 900Vdc
- Base portafusible UTE 10x38 carril 32A 1000Vdc
- Seccionador hasta 1000Vdc y 160A
- Prensaestopas M16
- Prensaestopas M20

Tabla de características:

CARACTERÍSTICAS GLOBALES DEL MONTAJE	
Tensión máxima de uso	1000Vdc
Corriente máxima de uso	160A
Tensión de aislamiento	1000Vdc
Capacidad de seccionamiento	Si, por interruptor de corte en carga
Protección por fusible	Si
Protección contra sobretensiones	Si
IP	55
Prensaestopas	Si
CARACTERÍSTICAS DEL INTERRUPTOR	
Marca	Telergon / Socomec
Tensión máxima de corte	1000Vdc
Corriente máxima de corte	160A
Tensión de aislamiento	1000Vdc
Accionamiento	Por mando directo
Categoría de empleo	DC21
Tipo de conexión	Disponible en pletina ó brida
CARACTERÍSTICAS DEL FUSIBLE	
Marca	DF
Tensión máxima de uso	900Vdc
Corriente de fusión de fusible	16A
Tensión de aislamiento (base)	1000Vdc
Corriente máxima de la base	32 A
Tipo de base	UTE
Calibre	10x38
Montaje	Carril
Conexión	Brida
CARACTERÍSTICAS DEL PROTECTOR	
Marca	Weidmüller
Tipo	Tipo II
Tensión de uso	1000Vdc
I de descarga	40kA
CARACTERÍSTICAS DE LA ENVOLVENTE	
Marca	Claved
Dimensiones máximas	700x500x300mm
IP	55
IK	10
Tapa	Transparente
Prensaestopas	Si (M16 y 20)
IP Prensas	66
Placa de montaje	Aislante

Interruptor magnetotérmico

Ficha del producto



GE
Industrial Solutions

Mercado: Spain

Interruptores magnetotérmicos

Aparamenta modular > Protección de líneas > Interruptores magnetotérmicos

Código: [671548](#) **Tipo:** HTI1044PC125

Interruptor magnetotermico HTI 4P 125A curv.C 10 kA

Imagen representativa abajo



ESPECIFICACIONES

Familia	Proteccion de lineas
In (A)	125
Nº de Polos	4P
Nº de modulos	6
Curvas de disparo magnetotermico	C (5-10 In)
Poder de corte asignado (kA)	10-15
Grupo	Serie Hti : 80-100-125A
Gama	Terciario - Industrial
Interruptores	Hti : 10-15kA
Terminales - Abajo	Bornes tornillos
Terminales - Arriba	Tornillo
Normas	10-15kA industrial BS EN 60947-2
CA/CC	CA
Homologaciones (2)	CE
Logo	GE
Tension nominal	240 V / 415 V
Capacidad de los bornes: max (mm²)	70 mm²
Endurancia electrica	10000/4000
Tension minima de empleo U _{bmin} (V)	12 V
Temperatura de funcionamiento	-25°C / 55°C
Capacidad de los bornes: min (mm²)	0.75 / 1 mm²
Tropicalizacion (2)	95% H.R para 55°C
Sum. (uds) (2)	1

ge.com/es/industrialsolutions

Creada el: 10/09/2014

Interruptor diferencial

Hoja de características del producto

Características

A9R14491

Interruptor diferencial iID - 4P - 100A - 300mA - clase AC



Principal

Gama	Acti 9
Nombre del producto	Acti 9 iID
Tipo de producto o componente	Residual current circuit breaker (RCCB)
Nombre corto del dispositivo	iID
Número de polos	4P
Posición de neutro	Izquierda
Corriente nominal (In)	100 A
Tipo de red	AC
Sensibilidad ante fugas a tierra	300 mA
Retardo de la protección contra fugas a tierra	Instantáneo
Clase de protección contra fugas a tierra	Type AC

Complementario

Ubicación del dispositivo en el sistema	Salida
Frecuencia de red	50/60 Hz
[Ue] tensión asignada de empleo	380...415 V CA 50/60 Hz
Tecnología de disparo corriente residual	Independiente de la tensión
Poder de corte y de cierre nominal	Im 1500 A Idm 1500 A
Intensidad de cortocircuito condicional	10 kA
[Ui] Tensión nominal de aislamiento	500 V AC 50/60 Hz
[Uimp] Resistencia a picos de tensión	6 kV
Indicador de posición del contacto	Sí
Control type	Maneta
Señalizaciones en local	Indicador de disparo

Feb 09, 2018

Life to On | Schneider Electric

1

Aviso Legal: Esta documentación no pretende sustituir ni debe utilizarse para determinar la adecuación o la fiabilidad de estos productos para aplicaciones específicas de los usuarios.

Tipo de montaje	Ajustable en clip
Soporte de montaje	Carril DIN
Pasos de 9 mm	8
Altura	91 mm
Anchura	72 mm
Profundidad	73.5 mm
Peso del producto	0.37 kg
Color	Bianco
Durabilidad mecánica	20000 ciclos
Durabilidad eléctrica	10000 ciclos AC-1
Descripción de las opciones de bloqueo	Dispositivo de cierre con candado
Conexiones - terminales	Terminal simple, arriba o abajo flexible con terminal cableado(s) 1...25 mm² max Terminal simple, arriba o abajo rígido cableado(s) 1...35 mm² max Terminal simple, arriba o abajo Flexible cableado(s) 1...25 mm² max
Longitud de cable pelado para conectar bornas	14 mm (arriba o abajo)
Par de apriete	3.5 N.m (arriba o abajo)
Entorno	
Normas	EN/IEC 61008-1
Certificaciones de producto	SNI
Grado de protección IP	IP40 para envoltente modular acorde a IEC 60529 IP20 acorde a IEC 60529
Grado de contaminación	3
Compatibilidad electromagnética	Resistencia a impulsos 8/20 µs, 250 A acorde a EN/IEC 61008-1
Temperatura ambiente de funcionamiento	-5...60 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...85 °C
Sostenibilidad de la oferta	
Estado de la oferta sostenible	Producto Green Premium
RoHS (código de fecha: AASS)	Conforme - desde 0627 - Declaración de conformidad de Schneider Electric Declaración de conformidad de Schneider Electric
REACH	La referencia no contiene SVHC La referencia no contiene SVHC
Perfil ambiental del producto	Disponible
Instrucciones para el fin del ciclo de vida del producto	No necesita operaciones específicas para reciclaje
Información Logística	
País de Origen	España
Garantía contractual	
Warranty period	18 months

Caja general de protección

CGPC-7-100pBUC/E



DESCRIPCIÓN GENERAL

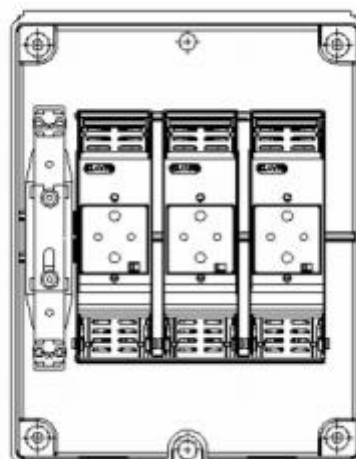
La caja general de protección (CGP) permite realizar de forma segura la conexión eléctrica entre la compañía y el abonado.

Envoltorios de poliéster de gran resistencia formada por una cuba y una puerta.

Contiene tres bases portafusibles BUC tamaño NH-00 y un dispositivo de neutro seccionable mediante tornillería, preparados para conexión de M8 mediante terminal de pala. Provistas de cierre mediante tornillo imperdible y precintable de cabeza triangular de 11 mm.

Las entradas y salidas se realizan mediante conos para garantizar la estanqueidad del conjunto.

Diseñados para favorecer el efecto de convección natural con el fin de evitar condensaciones internas, ofreciendo a la vez una gran resistencia a las principales agresiones químicas y medio ambientales así como a la acción de los rayos U.V.



NORMATIVA

Envoltorios vacíos destinadas a los conjuntos de aparcamiento de baja tensión UNE EN 62208:2004.

Grado de protección proporcionado por las envoltorios UNE 20324.

Grados de protección proporcionados por las envoltorios de materiales eléctricos contra los impactos mecánicos externos UNE EN 50102.

Clase térmica de los materiales UNE 60085.

Conjunto de aparcamiento de baja tensión. Conjuntos de series y conjuntos derivados de serie UNE-EN 61439-1.

Directiva de Material Eléctrico (B.T.) 2014/35/UE.

Directiva sobre la compatibilidad electromagnética 2014/30/UE.

Cajas Generales de Protección hasta 400A con base con dispositivo extintor arco GE NNL016.

Aparcamiento baja tensión. Interruptor, seccionadores, interruptores-seccionadores y combinados fusibles UNE EN 60947-3.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

Envoltorio fabricado en poliéster prensado en caliente, reforzado con fibra de vidrio, color gris RAL 7035.

Protección contra polvo y agua IP43 y contra impactos IK09.

Doble aislamiento.

Auto extinguido a 960°.

Clase térmica del poliéster (105°).

Resistente a las principales agresiones químicas, ambientales y a la acción de los UV.

Base de neutro seccionable.

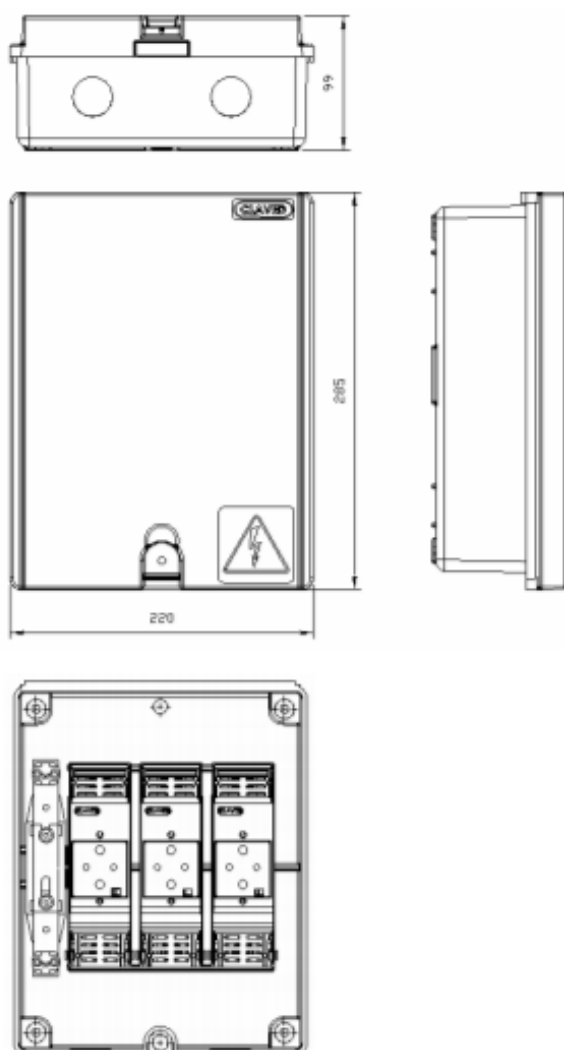
3 Bases fusibles seccionables en carga de tamaño 00, hasta 160A.

Placa de señalización de riesgo eléctrico.

Envoltorio							Dimensiones (mm)
Referencia	Código	nº fases	Base	Entrada	Salida		Ancho x Alto x Profundo
CGPC-7-100pBUC/E	AC12210	3F+N	BUC-00	Inferior	Inferior		220 x 285 x 99
Accesorio: Puerta metálica				Medidas Nicho			
Referencia	Código	Ancho (mm)		Alto (mm)		Profundo (mm)	
PM-45.30	AN36105	360		510		250	

PROYECTO: Instalación fotovoltaica conectada a red para Aceites Campoliva S.L.
AUTOR: Juan Gómez Hermoso.

DIMENSIONES



D- ANEXO IV: ESTUDIO ECONÓMICO

3.1- Estudio económico

3.1.1- Objeto

Este proyecto se ideó con el fin de diseñar una instalación fotovoltaica que diese a Aceites Campoliva S.L una cierta independencia energética. De este modo, se produciría al mismo tiempo un ahorro considerable tanto energético como económico, además de contribuir al desarrollo de la sociedad. Este modelo energético consistiría en utilizar la energía generada de nuestra instalación fotovoltaica, vendiendo el excedente a la red y consumiendo de la red en los momentos en la que la generación fuese insuficiente.

Dado que la producción de energía a través de la instalación fotovoltaica es inferior a la cantidad de energía que Aceites Campoliva consume, añadiendo además, que debido a los constantes obstáculos que se le está poniendo a las energías renovables y, especialmente, a la energía fotovoltaica, se decidió cambiar de idea, vendiendo la totalidad de la generación de energía a la red en lugar de autoconsumirla.

Se ha descartado la opción de autoconsumo por las siguientes razones. Si consultamos el Real Decreto 900/2015 del 9 de octubre, comprobaremos que hay dos tipos de autoconsumo: tipo 1 y tipo 2. El autoconsumo tipo 1 para instalaciones de menos de 100 kW no es factible entre muchas razones, por los peajes a pagar por energía autoconsumida, cargos fijos si se reduce la potencia contratada o instalación de baterías, además de que no es posible la venta de la energía excedente a la red. En la modalidad de autoconsumo tipo 2, no existe el límite de potencia, pero las instalaciones deben estar inscritas en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía (RIPRE). En esta modalidad, se permite la venta de energía a precio de mercado, pero tiene las siguientes desventajas:

- El precio de venta al mercado ronda los 0,05 €/kWh. Un precio muy bajo para hacer frente a la inversión realizada.
- La potencia total instalada debe ser menor a la potencia contratada.
- Peajes fijos: estos peajes son una medida disuasoria para evitar que se rebaje la potencia instalada o se instale baterías. El importe es en función de la tarifa y del tramo horario, en nuestro caso, para una tarifa 3,0 sería: 31,95 €/kW para el periodo 1, 5,87 €/kW periodo 2, 14,20 €/kW periodo 3.
- Peajes variables. Estos peajes se aplican a la energía autoconsumida, y según indica la ley, se pagan para cuando tengamos la necesidad de consumir energía de la red. Pero esto ya se está pagando en el término de potencia contratada de la factura eléctrica ordinaria. Este peaje variable se compone de:
 - Cargos variables asociados a los costes del sistema.
 - Cargos por capacidad, para compensar las centrales de respaldo.
 - Retribución al operador del mercado.
 - Retribución al operador del sistema.
 - Servicio de interrumpibilidad.
 - Servicio de ajuste.

El importe va en función de la tarifa y el tramo horario, siendo de 0,02 €/kWh para el tramo 1, 0,013 €/kWh tramo 2 y 0,0089 €/kWh para el tramo 3.

Por lo tanto, y tras observar todos los inconvenientes y dificultades que tiene el autoconsumo en instalaciones superiores a 10 kW, se ha optado por la venta total de la energía en el mercado eléctrico.

Para vender toda la energía producida en el pool eléctrico tendremos que consultar el Real Decreto 413/2014, por el que se fija la retribución a las distintas energías renovables, que incluye por supuesto, la energía fotovoltaica. Esta retribución se puede calcular a través de unos parámetros detallados en la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio. Este Real Decreto deroga los RD anteriores relacionados con el derecho a la retribución, no así con los que dictan los peajes de acceso.

Este régimen retributivo se basa en la percepción de los ingresos derivados de la participación en el mercado, con una retribución adicional que, en caso de resultar necesario, cubra aquellos costes de inversión que una empresa eficiente y bien gestionada no recupere en el mercado.

Para calcular el régimen retributivo, previamente tenemos que clasificar nuestra instalación según:

- Grupo y subgrupo según el Artículo 2 del Real Decreto 413/2014 del 6 de junio: Nuestro proyecto se encuentra en Subgrupo b.1.1 Instalaciones que únicamente utilicen la radiación solar como energía primaria mediante la tecnología fotovoltaica.
- Determinar el código identificador de la instalación. Este dependerá del año de autorización de la explotación, potencia, etc. Consultando la orden ETU/315/2017 para la tecnología fotovoltaica y año de autorización 2017, nuestro código de identificación de la instalación tipo de referencia es ITR-0104, y Código de Identificación de la Instalación Tipo T-04016. Con este Anexo I y nuestro código podremos calcular las distintas distribuciones que le corresponden a nuestra instalación.

Tecnología	Código de identificación de la instalación tipo de referencia	Grupo/subgrupo (art. 2 Real Decreto 413/2014)	Año de autorización de explotación definitiva «a»	Código de identificación de la instalación tipo	$m_{ITR,a}$
Eólica	ITR-0103	b.2	2017	IT-04013	115.786
			2018	IT-04014	115.786
			2019	IT-04015	115.786
Fotovoltaica	ITR-0104	b.1.1	2017	IT-04016	115.786
			2018	IT-04017	115.786
			2019	IT-04018	115.786
Resto de tecnologías distintas de eólica y fotovoltaica	ITR-0105	b.1.2, b.3, b.4.1, b.4.2, b.5.1, b.5.2, b.6, b.7.1, b.7.2, b.8.	2017	IT-04019	192.977
			2018	IT-04020	192.977
			2019	IT-04021	192.977

Tecnologías	Código de identificación de la instalación tipo de referencia	Año de autorización de explotación definitiva	Vida útil regulatoria (años)	Valor estándar de la Inversión Inicial (€/MW)	Número de horas equivalentes de funcionamiento (h)	Costes de explotación primer año (€/MWh)	N.º horas equivalentes de funcionamiento mínimo anual (Nh _{mín}) (h)	Umbral de funcionamiento anual (Uf) (h)	Retribución a la Inversión 2017-2019 (€/MW) Rinv _{inv}	Sobrecoste unitario máximo de la instalación tipo de referencia¹
Eólica	ITR-0103	2017	25	1.200.000	3.000	20,52	3.000	0	47.684	15,89
		2018	25	1.200.000	3.000	20,57	3.000	0	46.578	15,53
		2019	25	1.200.000	3.000	20,72	3.000	0	45.056	15,02
Fotovoltaica	ITR-0104	2017	25	1.200.000	2.367	21,46	2.367	0	39.646	16,75
		2018	25	1.200.000	2.367	21,49	2.367	0	38.480	16,26
		2019	25	1.200.000	2.367	21,63	2.367	0	36.908	15,59
Resto de tecnologías distintas de eólica y fotovoltaica	ITR-0105	2017	25	2.000.000	5.000	39,55	5.000	0	148.875	29,78
		2018	25	2.000.000	5.000	39,79	5.000	0	147.655	29,53
		2019	25	2.000.000	5.000	40,12	5.000	0	145.636	29,13

Ilustración 39. Parámetros retributivos de las instalaciones tipo de referencia con autorización de explotación definitiva en los años 2017, 2018 y 2019.

3.1.2- Retribuciones

La retribución anual se podrá dividir en tres apartados:

- Retribución a la inversión.
- Retribución a la operación.
- Retribución por ingresos de venta de la energía en el mercado energética (pool).

a) Retribución a la inversión

Retribución a la inversión de la instalación tipo con autorización de explotación definitiva en año “a”. Esta retribución permite compensar los costes de inversión que no puedan ser recuperados mediante los ingresos de explotación en el periodo de su vida útil regulatoria.

$$Rinv = C \cdot VNA \frac{t \cdot (1 + t)^{VR}}{(1 + t)^{VR} - 1}$$

Donde:

- Rinv: Retribución a la inversión (€/MW).
- C: Coeficiente de ajuste (s.u.)
- VNA: Valor neto del activo por unidad de potencia (€/MW).
- t: tasa de actualización que toma como valor el de la rentabilidad razonable establecida según el periodo regulatorio.
- VR: Vida residual, vida útil regulatoria según establece el Ministerio.

Para nuestra instalación estos términos tendrán los siguientes valores:

- C: 1.0495 (s.u.). Según la Orden ETU/130/2017, de 17 de febrero,
- VNA: 1.200.000 (€/MW).
- t: 7,503% con un aumento anual del 1%.
- VR: 25 años.

$$R_{inv} = C \cdot VNA \frac{t \cdot (1 + t)^{VR}}{(1 + t)^{VR} - 1} = 1,0495 \cdot 1200000 \frac{0,07503 \cdot (1 + 0,07503)^{25}}{(1 + 0,07503)^{25} - 1} = 113011,35$$

$$R_{inv} = 113011,35 \frac{\text{€}}{\text{MW}} \cdot 0,057330 \text{ MW} = 6478,84 \text{ €/año}$$

Pero esta retribución está sujeta a un coeficiente “d” que depende del número del número de horas efectivas (HEF):

$$\frac{103510 \text{ kWh}}{57330 \text{ kW}} = 1805,5 \text{ HEF}$$

Pero la orden ETU/315/2017, refleja un número de horas de funcionamiento mínimo de 2367 horas. Esto supone una pérdida del 30% de la retribución de la inversión. Descontando esta penalización por incumplimiento de HEF tendremos una retribución a la inversión restante de 4535,18 €. Por último, esta retribución a la inversión solo se percibirá durante la vida útil regulatoria estipulada en 25 años para instalaciones con año de aprobación 2017, 2018 y 2019.

b) Retribución de la operación

Según indica el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, la retribución a la operación será un importe adicional por unidad de energía a la suma de ingresos por explotación de la planta, de modo que según el tipo de instalación que se trate, se igualen los costes de explotación a los ingresos de explotación.

Esta retribución está orientada sobre todo a energías que depende de los combustibles fósiles. Nuestros costes de explotación por unidad de energía son inferiores a los costes por ingresos de explotación. Por tanto, no recibiríamos esta parte de la retribución.

c) Retribución de mercado

Los precios estimados de mercado se recogen en la Orden ETU/130/2017, de 17 de febrero:

PROYECTO: Instalación fotovoltaica conectada a red para Aceites Campoliva S.L.
AUTOR: Juan Gómez Hermoso.

	2017	2018	2019	2020 en adelante
Precio estimado del mercado (€/MWh)	42,84	41,54	41,87	52,00

Ilustración 40. Precios anuales kWh.

Consideraremos que nuestra instalación empieza a funcionar en 2018, con un precio de 41,54 €/MWh, un precio en 2019 de 41,87 €/MWh y con un precio de 52 €/MWh desde 2020 hasta el final de la explotación de la instalación.

3.1.3- Costes

- Costes de explotación: 21,46 €/MWh. En estos costes se incluye todo tipo de gastos desde el mantenimiento, seguros, etc.
- Peaje de acceso (Real Decreto Ley 14/2010 de 23 de diciembre): 0,50 €/MWh.
- Costes de desvíos: 0,46 €/MWh.
- Gastos de representación: 0,10 €/MWh.

Sumando todos los costes, tenemos un total de 22,52 €/MWh. Por lo tanto, se pagará:

$$103,51 \text{ MWh} \cdot 22,52 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} = 2331,05 \text{ €}$$

Según se indica en la orden ETU/315/2017, estos costes aumentan con una previsión anual del 1%.

Pero estas estimaciones son para el trienio 2017-2019, y ante la falta de más datos de estimaciones a partir de 2020, consideraremos este dato fijo para todos los años.

A continuación, se podrá ver el balance económico:

AÑO	INVERSIÓN	MWh/año	PRECIO €/MWh	RETRIBUCIÓN MERCADO €	RETRIBUCIÓN INVERSIÓN €	INGRESOS TOTALES €	COSTES TOTALES €/MWh	BALANCE	BALANCE ACUMULADO
0	- 146110,22							- 146110,22	-146110,22
1		103,51	41,54	4299,8054	4535,18	8834,9854	2331,05	6503,935	-139606,2846
2		102,99245	41,87	4312,293882	4535,18	8847,473882	2331,05	6516,424	-133089,8607
3		102,47749	52	5328,829363	4535,18	9864,009363	2331,05	7532,959	-125556,9014
4		101,9651	52	5302,185216	4535,18	9837,365216	2331,05	7506,315	-118050,5861
5		101,45527	52	5275,67429	4535,18	9810,85429	2331,05	7479,804	-110570,7818
6		100,948	52	5249,295919	4535,18	9784,475919	2331,05	7453,426	-103117,3559
7		100,44326	52	5223,049439	4535,18	9758,229439	2331,05	7427,179	-95690,17649
8		99,941042	52	5196,934192	4535,18	9732,114192	2331,05	7401,064	-88289,1123
9		99,441337	52	5170,949521	4535,18	9706,129521	2331,05	7375,08	-80914,03278
10		98,94413	52	5145,094773	4535,18	9680,274773	2331,05	7349,225	-73564,80801
11		98,44941	52	5119,369299	4535,18	9654,549299	2331,05	7323,499	-66241,30871
12		97,957163	52	5093,772453	4535,18	9628,952453	2331,05	7297,902	-58943,40625
13		97,467377	52	5068,303591	4535,18	9603,483591	2331,05	7272,434	-51670,97266

PROYECTO: Instalación fotovoltaica conectada a red para Aceites Campoliva S.L.

AUTOR: Juan Gómez Hermoso.

14		96,9800 4	52	5042,962073	4535,18	9578,142073	2331,05	7247,09 2	-44423,88059
15		96,4951 4	52	5017,747262	4535,18	9552,927262	2331,05	7221,87 7	-37202,00333
16		96,0126 64	52	4992,658526	4535,18	9527,838526	2331,05	7196,78 9	-30005,2148
17		95,5326 01	52	4967,695233	4535,18	9502,875233	2331,05	7171,82 5	-22833,38957
18		95,0549 38	52	4942,856757	4535,18	9478,036757	2331,05	7146,98 7	-15686,40281
19		94,5796 63	52	4918,142473	4535,18	9453,322473	2331,05	7122,27 2	-8564,130337
20		94,1067 65	52	4893,551761	4535,18	9428,731761	2331,05	7097,68 2	-1466,448576
21		93,6362 31	52	4869,084002	4535,18	9404,264002	2331,05	7073,21 4	5606,765426
22		93,1680 5	52	4844,738582	4535,18	9379,918582	2331,05	7048,86 9	12655,63401
23		92,7022 09	52	4820,514889	4535,18	9355,694889	2331,05	7024,64 5	19680,2789
24		92,2386 98	52	4796,412315	4535,18	9331,592315	2331,05	7000,54 2	26680,82121
25		91,7775 05	52	4772,430253	4535,18	9307,610253	2331,05	6976,56	33657,38147

Tras realizar este balance de ingresos y costes observamos que la inversión se empieza a recuperar a partir del año 21, consiguiendo al final de la vida útil de la instalación un balance acumulado de 33.657,38147 €. Además, la instalación obtiene un TIR del 2%.

E- ANEXO V: ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

4.1- Justificación

El estudio de seguridad y salud tiene por objetivo establecer las medidas mínimas de seguridad y salud en las construcciones de obras reflejadas en el Real Decreto 1627/1997 del 24 de octubre. La instalación proyectada requiere la redacción de un Estudio Básico de Seguridad y Salud, ya que se cumplen las siguientes condiciones:

- El presupuesto de ejecución por contrata incluido en el proyecto es inferior a 450.760,00 euros.
- No se cumple que la duración estimada sea superior a 30 días laborables, empleándose en algún momento a más de 20 trabajadores simultáneamente.
- El volumen estimado de mano de obra, entendiéndose por tal la suma de los días de trabajo del total de los trabajadores en la obra, no es superior a 500 días.
- No se trata de una obra de túneles, galerías, conducciones subterráneas o presas.

4.2- Objeto

El presente Estudio Básico de Seguridad y Salud se define las medidas a adoptar encaminadas a la prevención de los riesgos de accidente y enfermedades profesionales que pueden ocasionarse durante la ejecución de la obra, así como las instalaciones preceptivas de higiene y bienestar de los trabajadores.

Se exponen unas directrices básicas de acuerdo con la legislación vigente, en cuanto a las disposiciones mínimas en materia de seguridad y salud, con el fin de que el contratista cumpla con sus obligaciones en cuanto a la prevención de riesgos profesionales.

Los objetivos que pretende alcanzar el presente Estudio Básico de Seguridad y Salud son:

- Garantizar la salud e integridad física de los trabajadores.
- Evitar acciones o situaciones peligrosas por improvisación, o por insuficiencia o falta de medios.
- Delimitar y esclarecer atribuciones y responsabilidades en materia de seguridad de las personas que intervienen en el proceso constructivo.
- Determinar los costes de las medidas de protección y prevención.
- Referir la clase de medidas de protección a emplear en función del riesgo.
- Detectar a tiempo los riesgos que se derivan de la ejecución de la obra.
- Aplicar técnicas de ejecución que reduzcan al máximo estos riesgos.

4.3- Descripción de la obra

Se trata de una instalación fotovoltaica conectada a red de 57,330 kWp para Aceites Campoliva S.L de Pegalajar (Jaén). Los accesos a la obra se podrán realizar por una de las dos entradas situadas en la calle Camino Real s/n. En caso de accidente se llevará el herido al centro de salud más cercano situado en la Plaza Autor Francisco Almagro.

El presupuesto total de la instalación asciende a 146.110,22€. El plazo de ejecución se prevé que sea inferior a un mes, con un personal para la instalación entre dos y cinco personas simultáneamente trabajando.

Durante los periodos en los que se produzca entrada y salida de vehículos se señalizará convenientemente el acceso de los mismos, tomándose todas las medidas oportunas establecidas por la Dirección General de Tráfico y por la Policía Local, para evitar posibles accidentes de circulación.

4.4- Normas generales para la prevención de accidentes

- Respetarán las consignas de Seguridad e Higiene.
- Seguirán las instrucciones dadas por los responsables.
- No utilizarán la maquinaria o herramientas ni harán ningún trabajo sin saberlo hacer correctamente (preguntarán siempre antes).
- Usarán las herramientas adecuadas en su trabajo, y cuando finalice las limpiarán y guardarán.
- Ayudarán a mantener el orden y limpieza en la obra.
- Advertirán inmediatamente a sus mandos superiores de cualquier peligro que observen en la obra.
- Observarán la señalización de obra y cumplirán su mensaje.
- No consumirán bebidas alcohólicas en su trabajo ni antes de incorporarse a él.
- No realizarán operaciones mecánicas ni eléctricas. Para ello avisarán a sus mandos para que envíen a las personas especializadas.
- Es obligatorio usar el equipo de protección individual necesario para cada trabajo, en especial el casco de seguridad y sobre todo el cinturón de seguridad en trabajos con riesgo de caída de altura, así como cuidar por su conservación.
- Es obligatorio observar y mantener todos los medios colectivos de protección dispuestos en la obra. Si por necesidades de trabajo tienen que retirar una protección, antes de irse del lugar deberán ponerla de nuevo en su sitio. De igual manera se procederá en el caso de la señalización.
- Deben comprometerse a divulgar entre sus compañeros la importancia y trascendencia del fiel cumplimiento de estas normas con el único fin de contribuir a la continua mejora de las condiciones de seguridad.

4.5- Actividades a realizar

- Montaje de la estructura soporte.
- Colocación de los módulos fotovoltaicos.
- Instalación eléctrica en azotea (canal protector, líneas e interconexión y caja de continua).
- Construcción de la caseta del inversor. Colocación e instalación del inversor, caja de protecciones, caja de protección y caja de medida, canalizaciones y cableado.
- Instalación de puesta a tierra (cableado, arquetas, pica, etc.).

4.6- Identificación de los riesgos evitables

- Caídas al mismo nivel:
 - La zona de trabajo permanecerá ordenada, libre de obstáculos, limpia y bien iluminada.
 - Se habilitarán y balizarán las zonas de acopio de materiales.
- Caídas de distinto nivel:
 - Se dispondrán escaleras de acceso para salvar los desniveles.
 - Los huecos horizontales y los bordes de los forjados se protegerán mediante barandillas y redes homologadas.
 - Se mantendrán en buen estado las protecciones de los huecos y de los desniveles.
 - Las escaleras de acceso quedarán firmemente sujetas y bien amarradas.
- Polvo y partículas:
 - Se regará periódicamente la zona de trabajo para evitar el polvo.
 - Se usarán gafas de protección y mascarillas anti polvo en aquellos trabajos en los que se genere polvo o partículas.
- Ruido:
 - Se evaluarán los niveles de ruido en las zonas de trabajo.
 - Las máquinas estarán provistas de aislamiento acústico.
 - Se dispondrán los medios necesarios para eliminar o amortiguar los ruidos.
- Esfuerzos:
 - Se evitará el desplazamiento manual de las cargas pesadas.
 - Se limitará el peso de las cargas en caso de desplazamiento manual.
 - Se evitarán los sobreesfuerzos o los esfuerzos repetitivos.
 - Se evitarán las posturas inadecuadas o forzadas en el levantamiento o desplazamiento de cargas.
- Incendios:

- No se fumará en presencia de materiales fungibles ni en caso de existir riesgo de incendio.
- Intoxicación por emanaciones:
 - Los locales y las zonas de trabajo dispondrán de ventilación suficiente.
 - Se utilizarán mascarillas y filtros apropiados.

4.7- Riesgos laborales que no pueden eliminarse

Los riesgos que difícilmente pueden eliminarse son los que se producen por causas inesperadas (como caídas de objetos y desprendimientos, entre otras). No obstante, pueden reducirse con el adecuado uso de las protecciones individuales y colectivas, así como con el estricto cumplimiento de la normativa en materia de seguridad y salud, y de las normas de la buena construcción.

- Caída de objetos:
 - La zona de trabajo permanecerá ordenada, libre de obstáculos, limpia y bien iluminada.
 - Se evitará el amontonamiento de materiales u objetos sobre las cubiertas.
 - No se lanzarán cascotes ni restos de materiales desde las cubiertas.
- Electrocuciones:
 - Se revisará periódicamente la instalación eléctrica.
 - El tendido eléctrico quedará fijado a los paramentos verticales.
 - Los alargadores portátiles tendrán mango aislante.
 - La maquinaria portátil dispondrá de protección con doble aislamiento.
 - Toda la maquinaria eléctrica estará provista de toma de tierra.
 - Equipos de protección individual: guantes dieléctricos., calzado aislante para electricistas y banquetas aislantes de la electricidad.
- Quemaduras:
 - La zona de trabajo permanecerá ordenada, libre de obstáculos, limpia y bien iluminada.
 - Equipos de protección individual: guantes, polainas y mandiles de cuero.
- Golpes y cortes en las extremidades:
 - La zona de trabajo permanecerá ordenada, libre de obstáculos, limpia y bien iluminada.
 - Equipos de protección individual: guantes y botas de seguridad.

4.7.1- Trabajos en cubiertas

Para los trabajos en cerramientos, aleros de cubierta, revestimientos de paramentos exteriores o cualquier otro que se efectúe con riesgo de caída en altura, deberán utilizarse

PROYECTO: Instalación fotovoltaica conectada a red para Aceites Campoliva S.L.
AUTOR: Juan Gómez Hermoso.

escaleras y sistemas de protección que cumplan las condiciones especificadas en el presente Estudio Básico de Seguridad y Salud.

Durante los trabajos que puedan afectar a la vía pública, se colocará una visera de protección a la altura de la primera planta, para proteger a los transeúntes y a los vehículos de las posibles caídas de objetos.

4.7.2- Trabajos que implican riesgos especiales

El trabajo de mantenimiento implica un riesgo especial en la parte de corriente continua de la instalación fotovoltaica y se deberá llevar a cabo siempre por parte de personal especializado en instalaciones fotovoltaicas.

4.7.3- Medidas en caso de emergencia

El contratista deberá reflejar en el correspondiente plan de seguridad y salud las posibles situaciones de emergencia, estableciendo las medidas oportunas en caso de primeros auxilios y designando para ello a personal con formación, que se hará cargo de dichas medidas.

Los trabajadores responsables de las medidas de emergencia tienen derecho a la paralización de su actividad, debiendo estar garantizada la adecuada administración de los primeros auxilios y, cuando la situación lo requiera, el rápido traslado del operario a un centro de asistencia médica.

4.8- Prevención de riesgos profesionales

Todas las prendas de protección personal o elementos de protección colectiva, tendrán fijado un periodo de vida útil, desechándose a su término. Cuando por las circunstancias del trabajo se produzca un deterioro más rápido en una determinada prenda o equipo, se repondrá ésta, independientemente de la duración prevista o fecha de entrega.

Toda prenda o equipo de protección que haya sufrido un trato límite, es decir, el máximo para el que fue concebido (por ejemplo, por un accidente), será desechado y repuesto al momento.

Aquellas prendas que por su uso hayan adquirido más holguras o tolerancias de las admitidas por el fabricante, serán repuestas inmediatamente. El uso de una prenda o equipo de protección nunca representará un riesgo en sí mismo.

4.9- Prevención de riesgos individuales

Todo elemento de protección personal dispondrá de marca CE siempre que exista en el mercado. En aquellos casos en que no exista la citada marca CE, serán de calidad adecuada a sus respectivas prestaciones. El encargado del Servicio de Prevención dispondrá en cada uno de los trabajos en obra la utilización de las prendas de protección adecuadas. El personal de obra deberá ser instruido sobre la utilización de cada una de las prendas de protección individual que se le proporcionen.

4.9.1- Protecciones de la cabeza

- Cascos de protección: Cuando exista riesgo de golpe en la cabeza. Lo utilizarán todas las personas que participen en la instalación, incluidas las visitas.
- Protectores auditivos: Para trabajar con nivel de ruido elevado (cuando superen los 80 dB).
- Gafas contra impactos y anti polvo: Para trabajos con proyecciones de partículas y/o polvo.
- Gafas pantalla de soldadura (cristales inactivos): Para trabajos de soldadura.
- Mascarillas y filtros recambiables: Para trabajos en ambientes contaminables (polvo, humo de soldadura, etc.).

4.9.2- Protecciones del cuerpo

- Monos o buzos de trabajo: Para todo tipo de trabajos (se tendrán en cuenta las reposiciones que marca el convenio colectivo provincial del sector).
- Impermeables: Para trabajos en presencia de humedad.
- Mandil de cuero: Para trabajos de soldadura.
- Chalecos reflectantes: Ropa de alta visibilidad para uso de señalización y posibles trabajos en vías de circulación.

4.9.3- Protecciones de extremidades inferiores

- Polainas de cuero: Para trabajos de soldadura.
- Calzado de seguridad (puntera y suela metálica): Para trabajos con riesgo de punzamiento y/o aplastamiento.
- Calzado de seguridad (puntera metálica): Para trabajos con riesgo de aplastamiento.
- Botas impermeables: Para trabajos en presencia de humedad.

PROYECTO: Instalación fotovoltaica conectada a red para Aceites Campoliva S.L.
AUTOR: Juan Gómez Hermoso.

4.10- Formación

El personal de trabajo recibirá formación acerca de conocimientos básico de seguridad y salud, según se detalla en la Ley de Prevención de Riesgos Laborales y Reales Decretos relacionados.

Ley de Prevención de Riesgos Laborales.

Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de la Jefatura del Estado.

B.O.E.: 10 de noviembre de 1995

Completada por:

Protección de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición a agentes cancerígenos durante el trabajo.

Real Decreto 665/1997, de 12 de mayo, del Ministerio de la Presidencia.

B.O.E.: 24 de mayo de 1997

Modificada por:

Ley de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social

Ley 50/1998, de 30 de diciembre, de la Jefatura del Estado.

Modificación de los artículos 45, 47, 48 y 49 de la Ley 31/1995.

B.O.E.: 31 de diciembre de 1998

Completada por:

Disposiciones mínimas de seguridad y salud en el trabajo en el ámbito de las empresas de trabajo temporal.

Real Decreto 216/1999, de 5 de febrero, del Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales.

B.O.E.: 24 de febrero de 1999

Completada por:

Protección de la salud y seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con los agentes químicos durante el trabajo.

Real Decreto 374/2001, de 6 de abril, del Ministerio de la Presidencia.

B.O.E.: 1 de mayo de 2001

Completada por:

Disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.

Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, del Ministerio de la Presidencia.

B.O.E.: 21 de junio de 2001

4.11- Asistencia primaria

- Botiquín que deberá contener:
 - Desinfectante y antisépticos, algodón hidrófilo, gasas estériles, esparadrapo, venda, apósitos, pinzas, tijeras y guantes desechables
 - Deberá revisarse periódicamente.
- Asistencia a los heridos:
 - Los trabajadores deberán conocer los centros médicos más cercanos para el traslado en caso de accidente. Además conviene tener una lista de teléfonos visible de estos centros.
- Método de actuación en caso de accidente:
 - Reaccionar rápidamente, con calma y conocimiento de la ayuda que se presta.
 - Poseer una lista de teléfonos de las autoridades más importantes tales como policía, bomberos y centros de urgencias.
 - No asistir medicamente, sino de aplicar únicamente los primeros auxilios.
- Pautas ante un accidente:
 - Actuar con rapidez y con calma.
 - En caso de haber varios heridos, asistir a aquel que más grave esté.
 - No mover al herido del lugar del accidente, y manejándolo siempre con movimientos suaves y tratando de tranquilizarlo.
 - La postura del herido deberá ser acostado en el suelo con la cabeza a un lado.
 - Realizar una visión general del herido por si tuviera cortes, quemaduras, falta de respiración, fracturas o pérdida del conocimiento.
 - Tratar en primer lugar las hemorragias y que pueda respirar adecuadamente.
 - No proporcionar ningún tipo de bebida al herido inconsciente.
 - Arropar con mantas al herido para evitar que pierda el calor corporal.
 - Llamar al centro de urgencias más cercano.
 - Trasladar al herido lo más rápido posible.
- Cortes, heridas y pinchazos.
 - En caso de ser pequeña la herida, se intentará curar con el botiquín.
 - Antes de asistir al herido, el asistente deberá lavarse las manos con jabón.
 - Desinfectar con gasas esterilizadas.
 - Administrar un antiséptico y taparlo con gasas.
 - Nunca aplicar algodón sobre la herida abierta.
- Electrocuciiones:
 - En primer lugar, desconectar la corriente eléctrica de la máquina.
 - Si el herido está en contacto con elementos en tensión, no tocarlo.
 - Apartarlo del elemento en tensión con algún elemento de madera, tal como barrote, silla u otro objeto.
 - En caso de que no respire, hacerle el boca a boca y aplicarle un masaje cardíaco.
 - Trasladarlo rápidamente al hospital más cercano.

- Quemaduras:
 - Estas pueden estar causadas por elementos a gran temperatura, contacto eléctrico o productos químicos.
 - No tratar las ampollas.
 - No administrar antisépticos, solo lavar con agua y jabón.
 - Cubrir la herida con gasas.
 - No tocar directamente.
 - Trasladarlo al médico lo más rápido posible.
 - No suministrar ninguna bebida al herido.
 - No quitarle la ropa si está en contacto con la quemadura.
 - Cuando se trate de una quemadura de ácido, lavar con mucha agua y aplicar una mezcla de bicarbonato de agua y sosa.
 - Lavar con vinagre si la quemadura es por sosa.
 - Si la quemadura se debe a un corrosivo, quitarle la prenda para evitar que le cause más heridas.

- Hemorragias:
 - Se trata de una lesión muy grave en la cual hay que actuar de urgencia.
 - Llamar urgentemente a los servicios médicos.
 - El herido deberá estar tumbado y con la herida al descubierto. En caso de una herida en alguna extremidad, elevarla.
 - Apretar la herida con gasas para que deje de sangrar durante cinco minutos, en caso de que pare, vendar.
 - Si no deja de sangrar, aplicar más gasas y apretar aún más fuerte.
 - Si no conseguimos contener la hemorragia hay que apretar la arteria que une el corazón con la herida.
 - Pierna: apretar fuertemente la ingle.
 - Brazo: apretar fuertemente la cara interior del brazo a la altura de la axila.
 - Como último recurso, aplicar un torniquete para parar la hemorragia, desaflojar cada quince minutos y puede que exista peligro de gangrena.

F- ANEXO VI: ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

5.1- Estudio de impacto ambiental

La energía eléctrica generada a partir de instalaciones fotovoltaicas se contempla como una energía benigna con la naturaleza, sin ruidos, sin polución química; ideal para tanto para el autoconsumo en edificaciones aisladas como en ciudades.

Es una fuente de energía favorable con el clima, no requiere de ningún tipo de combustión, ni emite CO₂ a la atmósfera. Su composición se basa en el silicio, material abundante y sin necesidad de invertir grandes cantidades de material en su construcción.

Además, al no producirse contaminantes ni vertidos, su incidencia sobre el suelo se podría considerarse nula. Asimismo, el impacto visual se ve minimizado con la integración arquitectónica.

Al estar la instalación fotovoltaica objeto de este proyecto en una cubierta a la cual no tienen acceso la flora y fauna se puede concluir que esta instalación fotovoltaica no causará ningún impacto a la flora y fauna.

No es necesaria la utilización de ningún producto que esté compuesto componentes tóxicos o peligrosos ni para el funcionamiento de la instalación ni para su mantenimiento.

El único impacto a tener en cuenta en la instalación, impacto debido a la fabricación de los componentes, ya que para la producción de los elementos de la instalación es necesario recurrir a un proceso de fabricación que conlleva la necesidad de emisiones de gases a la atmósfera e incrementa el vertido de residuos tóxicos y peligrosos.

El vertido de residuos está regulado por Real Decreto 833/1988, de 20 de julio, por el que se aprueba el Reglamento para la ejecución de la Ley 20/1986, Básica de Residuos Tóxicos y Peligrosos.

En este documento se recoge la debida actuación para el tratamiento de este tipo de residuos, el debido etiquetado y un correcto almacenamiento de estos residuos hasta que la empresa especializada los recoja y los trate son unas de las medidas principales de este Real Decreto.

En cuanto a la energía consumida para realizar el proceso de fabricación de módulos, se ha comprobado que los módulos fotovoltaicos generan una energía superior a la que ha sido necesaria para su fabricación en un periodo de menos de 5 años, un valor muy bajo si lo comparamos con la vida útil de los módulos, superior a 25 años.

Teniendo en cuenta los escasos impactos medio ambientales provocados por las instalaciones fotovoltaicas se puede concluir que esta fuente de energía renovable es una de las fuentes de energía más respetuosa con el medio ambiente.

PROYECTO: Instalación fotovoltaica conectada a red para Aceites Campoliva S.L.
AUTOR: Juan Gómez Hermoso.

6- PLANOS

6.1- Plano de situación

6.2- Plano de emplazamiento

6.3- Esquema unifilar

6.4- Plano de distribución de los módulos fotovoltaicos



Fuente: Google Maps

EMPLAZAMIENTO

	FECHA	NOMBRE	 Universidad de Jaén	ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE JAÉN	
DIBUJADO		Juan Gómez Hermoso			
COMPROBADO					
ESCALA:	Plano de situación			Nº PLANO	1
SE				CURSO:	4



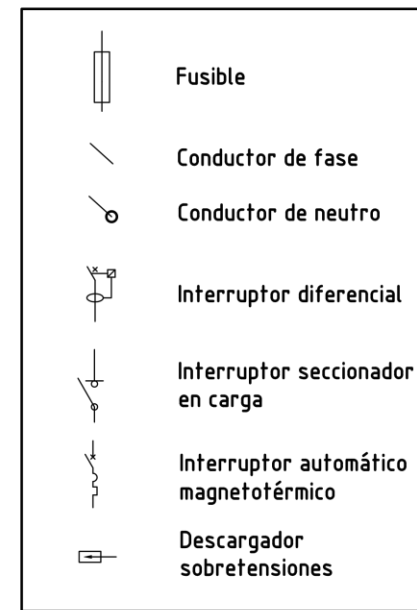
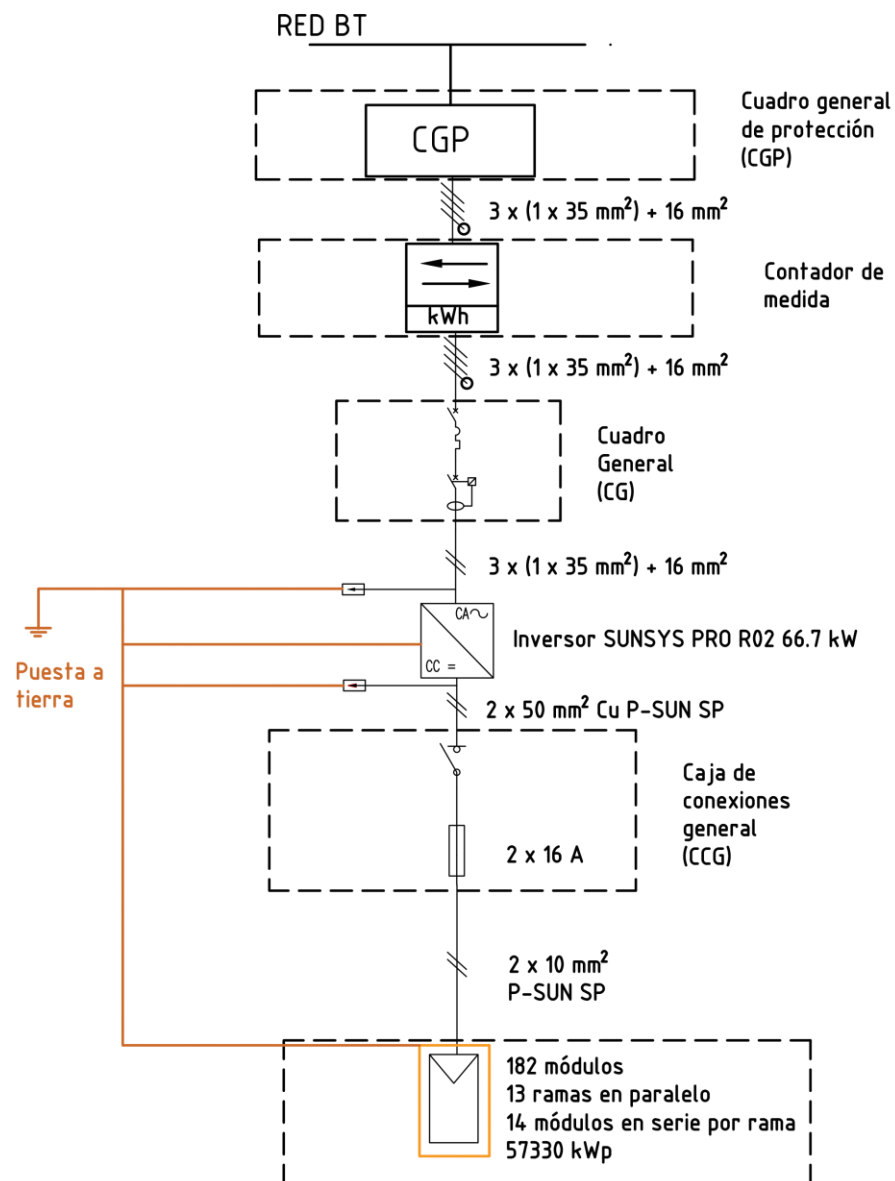
FUENTE: GOOGLE MAPS

COORDENADAS GSM:

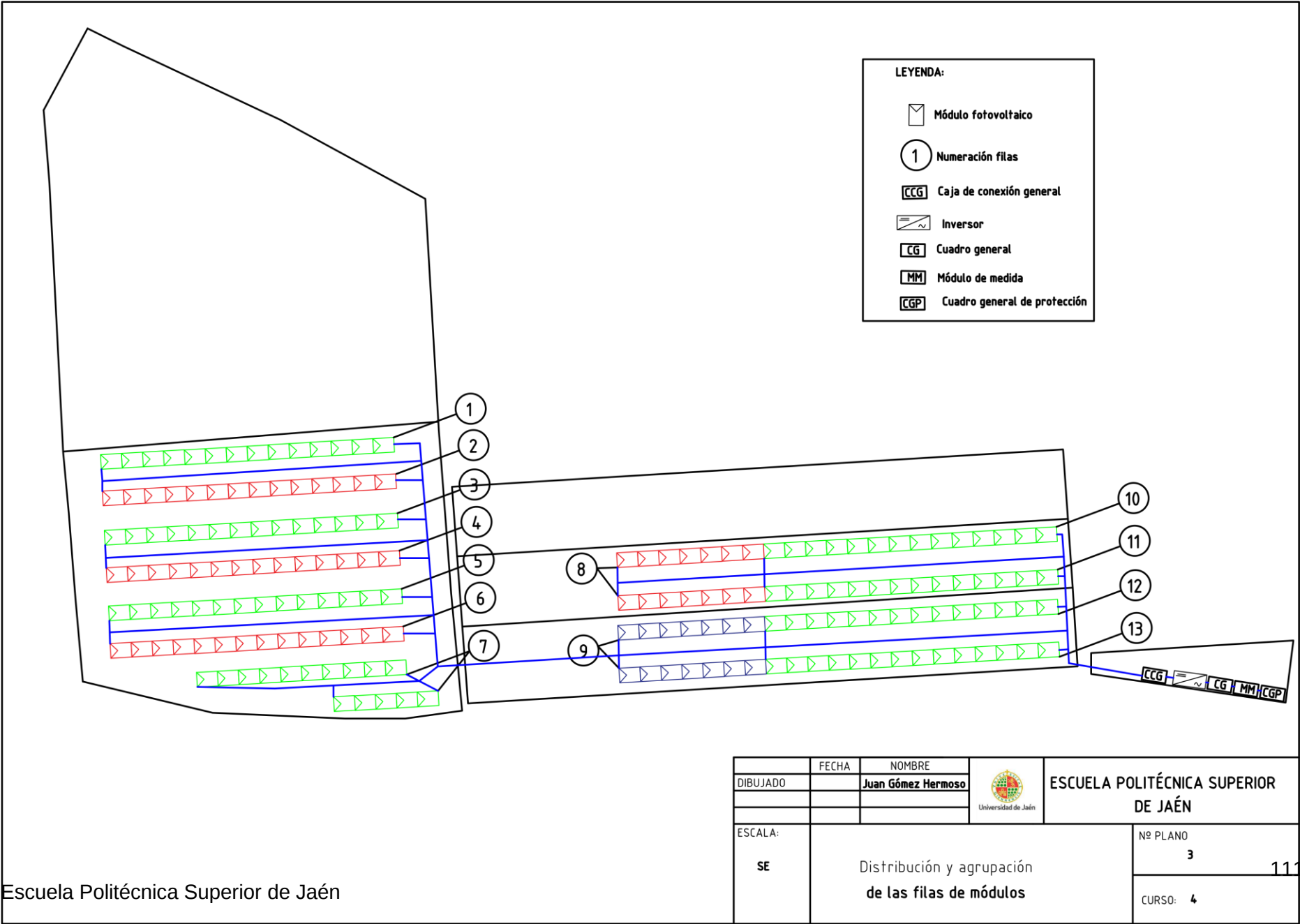
Latitud: 37° 44' 16.843" N.

Longitud: 3° 38' 22.409", O

	FECHA	NOMBRE	 Universidad de Jaén	ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE JAÉN	
DIBUJADO		Juan Gómez Hermoso			
COMPROBADO					
ESCALA:	Emplazamiento			Nº PLANO 2	
SE				CURSO: 4	



	FECHA	NOMBRE	 Universidad de Jaén	ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE JAÉN
DIBUJADO		Juan Gómez Hermoso		
ESCALA:	Esquema Unifilar			Nº PLANO 4
SE				CURSO: 4



7- PLIEGO DE CONDICIONES

7.1- Objeto de este pliego

Este Pliego se complementa con las especificaciones técnicas incluidas en cada anexo de la memoria descriptiva correspondiente a este proyecto.

Los documentos indicados, junto con este Pliego, contienen, además de la descripción general y localización de las obras, las condiciones que han de cumplir los materiales, las instrucciones para la ejecución, medición y abono de las unidades de obra y son, por lo tanto, norma de obligado cumplimiento por parte del Contratista.

7.2- Descripción de las obras

Las obras objeto de este Proyecto son todas las necesarias para la ejecución del proyecto “Instalación fotovoltaica conectada a red en la modalidad de producción en autoconsumo”, y consisten en la instalación de un generador fotovoltaico de potencia total de inversor de 66,7 kW conectado a la red eléctrica de baja tensión de suministro interno de Aceites Campoliva y ubicados en el municipio de Pegalajar con coordenadas GSM Latitud: 37° 44’ 16.843” N y Longitud: 3° 38’ 22.409” O. Ver planos 1 y 2 de “Situación y Emplazamiento” del Documento Básico “PLANOS” del presente Proyecto.

La instalación estará constituida por un generador fotovoltaico de potencia global 57,330 kWp; un inversor de potencia total 66,7 kW; un sistema de seguridad y protecciones y un sistema de monitorización.

El generador se conectará a la red interna de B.T. del consumo de Aceites Campoliva, concretamente en una de las salidas del cuadro de baja tensión del Centro de Transformación.

La organización de la obra de este proyecto se desarrollará en base a las siguientes unidades de obra:

- a. Obra civil general: acondicionamiento de cubiertas, instalación de estructuras soporte.
- b. Instalación sistemas fotovoltaicos: instalación del generador fotovoltaico, inversor, sistemas de protección, red de tierras.
- c. Instalación sistema de monitorización.

Una descripción más detallada del proyecto puede encontrarse en la memoria descriptiva.

7.3- Documentos que definen las obras

Los documentos, tanto los de Proyecto como otros que la Propiedad, entregue al Contratista, pueden tener un valor contractual o meramente informativo.

Los documentos que quedan incorporados al Contrato como documentos contractuales son los siguientes:

- Planos.
- Pliego de condiciones.
- Mediciones y Presupuesto.

La inclusión en el Contrato de las cubriciones y mediciones, no implica necesariamente su exactitud respecto de la realidad.

7.4- Disposiciones vigentes

El Contratista está obligado al cumplimiento de la Reglamentación del Trabajo correspondiente, la contratación del Seguro Obligatorio, Subsidio familiar y de vejez, Seguro de Enfermedad y todas aquellas reglamentaciones de carácter social vigentes o que en lo sucesivo se dicten. En particular, deberá cumplir lo dispuesto en la Norma UNE 24042 “Contratación de Obras. Condiciones Generales.”, siempre que no lo modifique el presente Pliego de Condiciones. Deberá estar clasificado, según Orden del Ministerio de Hacienda, en el Grupo, Subgrupo y Categoría correspondientes al Proyecto.

Las obras del Proyecto, además de lo prescrito en el presente Pliego de Condiciones, se registrarán por lo especificado en:

- Reglamentación General de la Ley de Contratas aprobado por Real Decreto
- Artículo 1588 y siguientes del Código Civil, en los casos que sea procedente su aplicación al contrato de que se trate.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, sobre Prevención de Riesgos Laborales y R.D. 1627/97 sobre Disposiciones mínimas en materia de Seguridad y Salud en las Obras.
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión e Instrucciones Técnicas complementarias.
- Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación.
- Normas U.N.E. y Normas de Compañías de Distribución que sean de aplicación.
- 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.
- Estructuras de acero en Edificación, EA-95.
- Acciones en la Edificación, AE-88.
- Código Técnico de la Edificación, 2006.

7.5- Características y calidad de los materiales

7.5.1- Estructuras metálicas

La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en la normativa básica de la edificación NBE-AE-88. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado por la NBE y demás normas aplicables.

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.

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 de acero inoxidable y debe cumplir la Norma MV-106. En el caso de ser la estructura galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma que serán de acero inoxidable.

Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.

Los perfiles de acero laminado conformado en frío cumplirán la Norma MV-102 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química. La estructura galvanizada en caliente cumplirá las Normas UNE 37-501 y UNE 37-508, con un espesor mínimo de 80 micras para eliminar las necesidades de mantenimiento y prolongar su vida útil.

7.5.2- Generador fotovoltaico

Como principio general se ha de asegurar un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase II 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).

El funcionamiento del generador fotovoltaico 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 alterna de baja tensión a la que se conecta.

PROYECTO: Instalación fotovoltaica conectada a red para Aceites Campoliva S.L.
AUTOR: Juan Gómez Hermoso.

Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.

Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en alguna de las lenguas españolas oficiales.

7.5.3- Módulos fotovoltaicos

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.

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. 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.

Se valorará positivamente una alta eficiencia de las células.

La estructura del módulo se conectará a tierra.

Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos definidos en la memoria.

Los módulos deben cumplir las especificaciones, para sus parámetros eléctricos principales en condiciones estándar de operación (Irradiancia: 1.000 W/m², AM: 1,5, Tc: 25 °C), definidas en la memoria.

Los módulos deben disponer de dos latiguillos de cable de 4 mm² para la conexión de los terminales del módulo con conectores Multicontact MC4.

Además, los módulos deben cumplir que su potencia nominal de salida disminuya menos del 10% durante los 12 primeros años y menos del 20% durante los 25 primeros años. Además, los módulos y su proceso de producción deben cumplir las normas UNE/CEI e ISO aplicables y en particular deben cumplir las normas IEC 61215 y UL1703 y ser de Clase II, certificado por TUV o un organismo similar.

7.5.4- Inversor

Para conectar el generador fotovoltaico a la red se usará un inversor de la potencia definida en la memoria. Será específico para sistemas fotovoltaicos conectados a la red y cumplirá la normativa nacional vigente. Entre sus principales características tendrá las siguientes: funcionamiento como fuente de corriente mediante IGBT's, seguimiento del punto de máxima potencia, bajo consumo en reposo, incorporación de funciones de monitorización y protección,

PROYECTO: Instalación fotovoltaica conectada a red para Aceites Campoliva S.L.
AUTOR: Juan Gómez Hermoso.

control del aislamiento del campo de paneles con localización selectiva de fallos y desconexión de seguridad, interfaces estándar de comunicaciones, armarios para montaje directamente sobre el suelo, tiempo medio entre fallos elevado, vida útil superior a los veinte años, etc. También incorporará separación galvánica entre la red de CC y AC.

Los principales parámetros del inversor se detallan en la memoria.

El inversor irá alojado en un local específicamente acondicionado para ello.

7.5.6- Red de corriente continua

Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos de maniobra y protección definidos en la memoria.

Los conductores de la red CC serán de cobre y tendrán que cumplir las secciones y condiciones definidas en la memoria.

Los tubos utilizados para la canalización enterrada tendrán las siguientes características:

- Tubo rígido.
- Cumplirá con las normativas indicadas en el apartado 1.2.4. de la ITC-BT-21.

Se recomienda que los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conduzcan separados para evitar posibles cortocircuitos.

En cuanto a las cajas de conexión c.c., serán del tipo IP66 y debe incluir los conectores y los elementos de protección definidos en la memoria.

7.5.7- Puesta a tierra

Para la puesta a tierra se utilizarán las secciones definidas en la memoria.

Se dispondrá de un borne de puesta a tierra al cual se unirán el conductor de protección y derivación con el conductor de tierra.

Para no alterar las condiciones de puesta a tierra de la red interna de suministro, y siguiendo las instrucciones del Real Decreto 1699/2011 y la ITC-BT-40, se cumplirán las siguientes condiciones:

- La instalación dispondrá de una separación galvánica entre la red de C.C y C.A
- Las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra de la del neutro del Centro de Transformación.

7.6- Ejecución de las obras

Todas las normas de instalación de los generadores fotovoltaicos se ajustarán, en todo caso, a los planos, mediciones y calidades que se expresan, así como a las directrices que la Dirección Facultativa estime oportunas.

Además del cumplimiento de lo expuesto, las instalaciones se ajustarán a las normativas que le pudieran afectar, emanadas por organismos oficiales.

El acopio de materiales se hará de forma que estos no sufran alteraciones durante su depósito en la obra, debiendo retirar y reemplazar todos los que hubieran sufrido alguna descomposición o defecto durante su estancia, manipulación o colocación en la obra.

En cuanto a la instalación de los generadores fotovoltaicos, siempre que se pueda se establecerá un nivel de tensión de seguridad máximo de 48 voltios en CC.

En el caso de circuitos con tensiones superiores no se debe manipular un conductor activo mientras el otro sea accesible y esté conectado o no protegido.

7.7- Ensayo y pruebas de recepción

El instalador entregará al promotor un documento – albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación.

Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio policristalino, así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido (por ejemplo, Laboratorio de Energía Solar Fovoltáica del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT, Joint Research Centre Ispra, etc)., lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente.

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, simulando diversos modos de funcionamiento.

Las pruebas a realizar por el instalador 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.

Se realizará una revisión general de la instalación teniendo especial cuidado en las siguientes partes: módulos fotovoltaicos, generador fotovoltaico, cableado entre módulos, envolventes de los cables, cajas de conexión, cableado entre módulos e inversor, inversor, cajas generales de conexión, aterramiento de las estructuras, células solares calibradas y sondas de temperatura.

PROYECTO: Instalación fotovoltaica conectada a red para Aceites Campoliva S.L.
AUTOR: Juan Gómez Hermoso.

También se realizarán por técnicos cualificados las siguientes pruebas a la instalación:

a) Generadores fotovoltaicos: Se realizarán las medidas, comprobaciones y verificaciones de los siguientes parámetros eléctricos del generador.

- Tensión de circuito abierto (V_{OCG})
- Corriente en el punto de máxima potencia (I_{MPG})
- Tensión en el punto de máxima potencia (V_{MPG})
- Medidas de curvas IV del generador.
- Medida de la resistencia de aislamiento del circuito C.C. del generador.

Las características eléctricas serán las especificadas en la memoria.

b) Inversor: Se comprobará el correcto funcionamiento del inversor y se realizarán las siguientes medidas y verificaciones:

- Comportamiento del sistema de protección del inversor.
- Medida de la calidad de la onda de alterna de salida (armónicos, desequilibrios).
- Comprobación de las medidas de protección en la interconexión con la red de alterna de BT.
- Medidas de rendimiento del inversor y global de la instalación

8- PRESUPUESTO Y MEDICIONES

RESUMEN DE PRESUPUESTO

CAPITULO	RESUMEN	EUROS	%
1	GENERADOR FOTOVOLTAICO.....	65.453,50	64,50
2	INVERSOR.....	22.125,50	21,80
3	CABLEADO, CANALIZACIONES, PROTECCIONES Y EQUIPO DE MEDIDA.....	13.587,52	13,39
4	CASETA PARA INVERSOR.....	305,96	0,30
TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL		101.472,48	
	13,00% Gastos generales.....	13.191,42	
	6,00% Beneficio industrial.....	6.088,35	
SUMA DE G.G. y B.I.		19.279,77	
	21,00% I.V.A.....	25.357,97	
TOTAL PRESUPUESTO CONTRATA		146.110,22	
TOTAL PRESUPUESTO GENERAL		146.110,22	

Asciende el presupuesto general a la expresada cantidad de CIENTO CUARENTA Y SEIS MIL CIENTO DIEZ EUROS con VEINTIDOS CÉNTIMOS

Pegoñajar, a 10 de Diciembre de 2017.

PRESUPUESTO, DESCOMPUESTOS, MEDICIONES Y GRÁFICOS

CÓDIGO	RESUMEN	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO 1 GENERADOR FOTOVOLTAICO				
1.1	u MÓDULO FOTOVOLTAICO			
	Módulos fotovoltaicos policristalinos de 315W del fabricante Suntech debidamente instalados, junto con estructura regulable, conexión entre ellos con el cableado que incluye el propio módulo, incluso comprobación de estabilidad de la estructura una vez instalados los módulos y funcionamiento.			
	Descomposición			
1.1.1	u MÓDULOS	182,000	276,00	50.232,00
1.1.2	u PEQUEÑO MATERIAL ELÉCTRICO	1,000	1,50	1,50
1.1.3	d ELECTRICISTA	7,000	120,00	840,00
1.1.4	d AYUDANTE ELECTRICISTA	7,000	64,00	448,00
1.1.5	d GRÚA	7,000	400,00	2.800,00
1.1.6	u ESTRUCTURA SOPORTE	46,000	242,00	11.132,00
		1,00	65.453,50	65.453,50
	TOTAL CAPÍTULO 1 GENERADOR FOTOVOLTAICO.....			65.453,50

PROYECTO: Instalación fotovoltaica conectada a red para Aceites Campoliva S.L.
 AUTOR: Juan Gómez Hermoso.

PRESUPUESTO, DESCOMPUESTOS, MEDICIONES Y GRÁFICOS

CÓDIGO	RESUMEN	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
	CAPÍTULO 2 INVERSOR			
2.1	INVERSOR SUNSYS			
	Inversor Sunsys Pro R02 de Socomec con una potencia de 66.7 kW instalado, conexionado y puesto en marcha.			
	Descomposición			
2.1.1	u INVERSOR SUNSYS PRO R02	1,000	22.101,00	22.101,00
2.2.2	u PEQUEÑO MATERIAL	1,000	1,50	1,50
2.2.3	h ELECTRICISTA	1,000	15,00	15,00
2.2.4	h AYUDANTE ELECTRICISTA	1,000	8,00	8,00
		1,00	22.125,50	22.125,50
	TOTAL CAPÍTULO 2 INVERSOR.....			22.125,50

PRESUPUESTO, DESCOMPUESTOS, MEDICIONES Y GRÁFICOS

CÓDIGO	RESUMEN	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO 3 CABLEADO, CANALIZACIONES, PROTECCIONES Y EQUIPO DE MEDIDA				
3.1	m CABLEADO 2 x 10 mm ² CC Cable P-SUN SP (0,9/1,8 kV) de 10 mm ² . Especial para instalaciones fotovoltaicas. Instalable en conductos, bandejas y equipos. Este cableado conectará los 13 ramales con la caja de conexiones CCG. La longitud total aproximada de cable es de 1204 m. Descomposición			
3.1.1	m CABLE P-SUN SP 10 mm ²	1.204,000	7,40	8.909,60
3.1.2	d ELECTRICISTA	3,000	120,00	360,00
3.1.3	u PEQUEÑO MATERIAL	1,000	1,50	1,50
3.1.4	d AYUDANTE ELECTRICISTA	3,000	64,00	192,00
		1,00	9.463,10	9.463,10
3.2	m CABLEADO 2 x 50 mm ² CC Cable P-Sun SP (0,9/1,8 kV) de 50 mm ² . Especial para instalaciones fotovoltaicas. Instalable en conductos, bandejas y equipos. Este cableado conectará la caja de conexiones general con el inversor. Descomposición			
3.2.1	m CABLE P-SUN SP 50 mm ²	4,000	31,56	126,24
3.2.2	h ELECTRICISTA	0,200	15,00	3,00
		1,00	129,24	129,24
3.3	m CABLEADO 3 x (1x35 mm ²) + NEUTRO 16 mm ² Cableado de 3x(1x35 mm ²) + neutro de 16 mm ² que saldrá del inversor hasta el cuadro general de protección de corriente alterna, siguiendo hasta el módulo de medida hasta llegar a la CGP. Descomposición			
3.3.1	m CABLE 3x(1x35 mm ²) + NEUTRO 16 mm ²	1,500	131,00	196,50
3.3.2	h ELECTRICISTA	0,200	15,00	3,00
		1,00	199,50	199,50
3.4	m CONDUCTOR PROTECCIÓN 10 mm ² Conductor de protección Cu 1x10 mm ² 0,6/1 kV. Este conectará las partes metálicas y las estructuras de los módulos con la puesta a tierra. Descomposición			
3.4.1	m CONDUCTOR DE PROTECCIÓN	1.204,000	0,96	1.155,84
3.4.2	u PEQUEÑO MATERIAL	1,000	1,50	1,50
3.4.3	d ELECTRICISTA	3,000	120,00	360,00
3.4.4	d AYUDANTE ELECTRICISTA	3,000	64,00	192,00
		1,00	1.709,34	1.709,34
3.5	m CONDUCTOR PROTECCIÓN 25 mm ² Conductor de protección Cu 1x25 mm ² 0,6/1 kV para el cable que conectará la CCG al inversor. Descomposición			
3.5.1	m CABLE PROTECCIÓN 25 mm ²	1,000	3,18	3,18
3.5.2	h ELECTRICISTA	0,200	15,00	3,00
		1,00	6,18	6,18
3.6	m CONDUCTOR PROTECCIÓN 16 mm ² Conductor de protección Cu 1x16 mm ² 0,6/1 kV para el cable que conectará al inversor con la CG y la CG con la CGP. Descomposición			
3.6.1	m CABLE CONDUCTOR PROTECCIÓN 16 mm ²	3,000	1,72	5,16
3.6.2	h ELECTRICISTA	0,200	15,00	3,00
		1,00	8,16	8,16

PRESUPUESTO, DESCOMPUESTOS, MEDICIONES Y GRÁFICOS

CÓDIGO	RESUMEN	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
3.7	u BANDEJA TIPO REJILLA Bandeja de rejilla REJIBAND, marca PEMSA, dimensiones 35x100 mm, con un acabado electrocincado EZ, CLASE 3 de resistencia a la corrosión según IEC 61537, con borde de seguridad redondeado que evita daños a las personas y a los cables. De fácil manipulación, su sistema de cortar, doblar y unir permite adaptarse fácilmente a cada instalación. Cada unidad tiene 3 metros de longitud, y la longitud a instalar tiene aproximadamente un tramo de unos 9 m. Descomposición			
3.7.1	m BANDEJA REJIBAND	3,000	10,94	32,82
3.7.2	h INSTALADOR DE BANDEJAS ESPECIALISTA	4,000	15,00	60,00
3.7.3	m PEQUEÑO MATERIAL	1,000	1,50	1,50
		1,00	94,32	94,32
3.8	u CANAL PARA CABLEADO Canal Unex 30x40 en U23X. De tapa exterior para la distribución. Compartimentación flexible para la conducción y protección de cables eléctricos y comunicaciones. Apta para uso a la intemperie. Base perforada cada 250 mm. Se incluye un puente por cada 0.5 m. Color blanco. Recomendadas ICT. Seguridad mecánica (protección contra impactos IK08), eléctrica (material aislante, IP4X montada sobre pared) y en caso de incendio (ensayo del hilo incandescente a 960°C, no propagador de la llama). Cada unidad tiene 3 metros de longitud, y la longitud a instalar tiene un tramo de unos 215 m. Descomposición			
3.8.1	m CANAL UNEX	72,000	6,67	480,24
3.8.2	d INSTALADOR ESPECIALIZADO	2,000	120,00	240,00
3.8.3	u PEQUEÑO MATERIAL	1,000	1,50	1,50
		1,00	721,74	721,74
3.9	u CAJA DE CONEXIONES GENERAL La conexión de los 13 ramales de módulos fotovoltaicos con el inversor se hará a través del CUADRO 16 STRINGS - STC16 160A (ACCCAC0011). Incluye tanto los dispositivos de protección, cableado necesario para instalación, caja de protección para montaje exterior. Entradas y salidas con prensaestopas. Descomposición			
3.9.1	u CAJA DE CONEXIONES GENERAL	1,000	657,00	657,00
3.9.2	h AYUDANTE DE ELECTRICISTA	1,000	8,00	8,00
3.12.2	h ELECTRICISTA	1,000	15,00	15,00
3.12.3	u PEQUEÑO MATERIAL	1,000	1,50	1,50
		1,00	681,50	681,50
3.10	u INTERRUPTOR MAGNETOTÉRMICO Interruptor magnetotérmico 4P 125A HTI Sector Industrial General Electric de 125 A. Formará parte del Cuadro General. Descomposición			
3.10.1	u INTERRUPTOR MAGNETOTÉRMICO	1,000	193,29	193,29
3.12.2	h ELECTRICISTA	0,500	15,00	7,50
3.12.3	u PEQUEÑO MATERIAL	1,000	1,50	1,50
		1,00	202,29	202,29
3.11	u INTERRUPTOR DIFERENCIAL Interruptor diferencial 4x100A/300mA Schneider. Formará parte del Cuadro General. Descomposición			
3.11.1	u INTERRUPTOR DIFERENCIAL	1,000	181,66	181,66
3.12.2	h ELECTRICISTA	0,500	15,00	7,50
3.12.3	u PEQUEÑO MATERIAL	1,000	1,50	1,50
		1,00	190,66	190,66
3.12	u CUADRO GENERAL DE PROTECCIÓN CGPC-7-100pBUC Unelco Endesa. La caja general de protección (CGPC-7-100pBUC) permite realizar de forma segura la conexión eléctrica entre la compañía y el abonado. Contiene 3 bases portátiles BUC tamaño NH-00 y un dispositivo de neutro seccionable mediante tornillería, preparados para conexión de M8 mediante terminal de pata. Este cuadro será el límite de propiedad entre compañía y propietario. Descomposición			
3.12.1	u CUADRO GENERAL DE PROTECCIÓN	1,000	172,49	172,49
3.12.2	h ELECTRICISTA	0,500	15,00	7,50
3.12.3	u PEQUEÑO MATERIAL	1,000	1,50	1,50

PRESUPUESTO, DESCOMPUESTOS, MEDICIONES Y GRÁFICOS

CÓDIGO	RESUMEN	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
		1,00	181,49	181,49
	TOTAL CAPÍTULO 3 CABLEADO, CANALIZACIONES, PROTECCIONES Y EQUIPO DE MEDIDA.....			13.587,52
	CAPÍTULO 4 CASETA PARA INVERSOR			
4.1	CASETA DE LADRILLO DE 2 m2			
	Caseta para el inversor construida de ladrillo. Tendrá 2 metros cuadrados y será lo suficientemente grande para albergar el inversor, los cuadros de protección y cuadros generales. Además debe ser también lo suficientemente grande para que un trabajador especializado pueda entrar y trabajar en ella.			
	Descomposición			
4.1.1	h ALBAÑIL	6,000	12,00	72,00
4.1.2	h AYUDANTE ALBAÑIL	6,000	8,00	48,00
4.1.3	mu LADRILLO CERÁMICO GAFA 25x11,5x7 cm	0,400	81,51	32,60
4.1.4	m3 HORMIGÓN HA-25/B/20/IIIe	2,000	59,53	119,06
4.1.5	m3 ARENA	2,000	8,85	17,70
4.1.6	l AGUA	40,000	0,24	9,60
4.1.7	h HORMIGONERA ELÉCTRICA	2,000	2,75	5,50
4.1.8	u PEQUEÑO MATERIAL	1,000	1,50	1,50
		1,00	305,96	305,96
	TOTAL CAPÍTULO 4 CASETA PARA INVERSOR.....			305,96
	TOTAL.....			101.472,48

9- BIBLIOGRAFÍA

- IDAE. *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Fotovoltáicas Conectadas a Red*. Madrid, 2011.
- Ministerio de Ciencia y Tecnología. “Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión” en *Boletín Oficial del Estado*, 2002.
- ENDESA. Normas Técnicas Particulares de Instalaciones Fotovoltáicas Interconectadas a la Red de Distribución de Baja Tensión. 2009
- AEN/CTN 211. Especificación AENOR EA 0038. Cables eléctricos de utilización en circuitos de sistemas fotovoltaicos. Madrid, 2008.
- www.re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/
- Boletín Oficial del Estado <http://www.boe.es/>
- Censolar < http://www.censolar.edu/filedist_php/>
- Agencia Estatal de Meteorología <http://www.aemet.es/es/>
- De la Casa Hernández, Jesús. *Tecnología Eléctrica de los Sistemas Fotovoltáicos*. Departamento de Ingeniería Eléctrica. Universidad de Jaén. Curso 2016-2017.
- Gómez Vidal, Pedro. *Normas de aplicación en instalaciones fotovoltaicas*. Departamento de Ingeniería Eléctrica. Grupo IDEA. Universidad de Jaén. Curso 2016-2017.