



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Caminos, Canales y Puertos

Anteproyecto de una instalación solar fotovoltaica de
autoconsumo de 55,20 kwp en la cubierta plana de una
nave industrial en Vicálvaro, Madrid.

Trabajo Fin de Máster

Máster Universitario en Ingeniería de Caminos, Canales y Puertos

AUTOR/A: Rodríguez Chofré, María

Tutor/a: Pellicer Armiñana, Eugenio

Cotutor/a: Pérez Martín, Miguel Ángel

CURSO ACADÉMICO: 2021/2022

ÍNDICE

DOCUMENTO 1: MEMORIA Y ANEJOS	4
1 MEMORIA	5
1.1 OBJETO	5
1.2 ANTECEDENTES	5
1.2.1 INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA Y EL AUTOCONSUMO	5
1.2.2 SITUACIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN EL MUNDO Y EN ESPAÑA	7
1.3 LOCALIZACIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL EDIFICIO	11
1.4 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN	11
1.5 PLAN DE OBRA	15
1.6 PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS	15
1.7 ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA	15
2 ANEJOS	16
ANEJO 1: LOCALIZACIÓN	17
ANEJO 2: DESCRIPCIÓN DEL EDIFICIO Y LA ACTIVIDAD (CONSUMOS)	18
ANEJO 3: DISPOSICIONES LEGALES Y NORMATIVA	19
1 LEGISLACIÓN ELÉCTRICA APLICABLE:	19
2.1 LEGISLACIÓN DE SEGURIDAD E HIGIENE APLICABLE:	20
2.2 LEGISLACIÓN DE EDIFICACIÓN APLICABLE:	22
2.3 LEGISLACIÓN MEDIOAMBIENTAL APLICABLE	22
ANEJO 4: DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN	23
1 CARACTERÍSTICAS	23
1.2 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	23
1.3 INVERSOR	28
1.4 ESTRUCTURA	36
1.5 CABLEADO	41
1.6 PROTECCIONES	42
1.7 PUESTA A TIERRA	44
1.8 ESQUEMA DE CONEXIONADO CON RED INTERIOR Y ESQUEMAS DE MEDIDA	44
1.9 EQUIPO DE MEDIDA	45
1.10 SISTEMA ANTI-VERTIDO O VERTIDO "0"	45
ANEJO 5: CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS	47
1 CÁLCULO DEL NÚMERO DE MÓDULOS SEGÚN CTE	47

2	<i>SIMULACIÓN ENERGÉTICA</i>	50
3	<i>CÁLCULO DE LAS CAÍDAS DE TENSIÓN</i>	53
4	<i>CÁLCULO DE LA INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE EN EL CABLEADO</i>	55
2.5.5	<i>PROTECCIONES CONTRA SOBRECARGAS</i>	58
6	<i>PROTECCIONES CONTRA CONTACTOS DIRECTOS, INDIRECTOS Y FALLOS DE AISLAMIENTO</i>	60
7	<i>PUESTA A TIERRA</i>	60
8	<i>CANALIZACIONES</i>	61
ANEJO 6: PLAN DE OBRA		62
ANEJO 7: PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS		63
1	<i>OBJETO</i>	63
2	<i>CÓDIGOS Y NORMAS</i>	63
3	<i>DISPOSICIONES GENERALES</i>	64
4	<i>TRABAJOS ELÉCTRICOS GENERALES</i>	66
5	<i>COMPONENTES Y MATERIALES</i>	70
6	<i>DOCUMENTACIÓN A APORTAR</i>	75
ANEJO 8: ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA		77
1.	<i>PÉRDIDAS DEL SISTEMA</i>	77
2.	<i>PRODUCCIÓN ENERGÉTICA</i>	82
3.	<i>VIABILIDAD ECONÓMICA</i>	90
4.	<i>DOCUMENTOS PVGIS (IRRADACIÓN)</i>	97
DOCUMENTO 2: PLANOS		112
DOCUMENTO 3: PRESUPUESTO		117
BIBLIOGRAFÍA		133

DOCUMENTO 1:

**MEMORIA
Y ANEJOS**



1 MEMORIA

1.1 OBJETO

El objeto del presente documento es el diseño de una instalación fotovoltaica para autoconsumo sobre la cubierta plana de una nave industrial situada en la localidad de Vicálvaro, Madrid.

Se trata de una instalación fotovoltaica que se encuadra en el tipo de autoconsumo sin vertido a red, en la cual el propietario de la instalación es la misma persona física/jurídica que el titular del punto de suministro.

Para ello, se estudiará tanto la viabilidad técnica como la viabilidad económica de dicha instalación.

1.2 ANTECEDENTES

Se diseña esta instalación con el objetivo de realizar un consumo y una gestión de la energía de la forma más eficiente posible, tanto económica como medioambientalmente. Esta necesidad viene determinada por dos factores directamente relacionados con lo dicho anteriormente, en primer lugar, la creciente subida en los precios de la energía (reducir los costes de la factura eléctrica y con ello, los costes de producción), y en segundo lugar; la necesidad de contribuir a la mejora del medioambiente y al cambio climático permitiendo la generación y el consumo de energía limpia, libre de contaminantes para la atmósfera.

1.2.1 INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA Y EL AUTOCONSUMO

Se dice que una energía es renovable cuando su fuente de energía se basa en la utilización de recursos naturales inagotables, como el sol, el viento, el agua o la biomasa. Las energías renovables, se caracterizan por no utilizar combustibles fósiles, sino recursos naturales capaces de renovarse ilimitadamente.

Además de ser energías inagotables, no producen gases de efecto invernadero (GEI), causantes principales del cambio climático, así como otras emisiones contaminantes, por lo que tienen un impacto ambiental muy escaso. Se puede decir que las energías renovables son fuentes de energía limpias. Al igual que la energía no renovable, la energía renovable puede producir electricidad, calor, gas y combustible (llamados biogás y biocombustible) sin emitir gases de efecto invernadero.

En este encuadre, la energía solar fotovoltaica es una fuente de energía renovable y limpia que utiliza la radiación solar para producir electricidad. Se basa en el llamado efecto fotoeléctrico, por el cual determinados materiales son capaces de absorber fotones (partículas lumínicas) y liberar electrones, generando una corriente eléctrica.

Para ello, se emplea un dispositivo semiconductor denominado celda o célula fotovoltaica, que puede ser de silicio monocristalino, policristalino o amorfo, o bien otros materiales semiconductores de capa fina. Las de silicio monocristalino se obtienen a partir de un único cristal de silicio puro y alcanzan la máxima eficiencia, entre un 18 % y un 20 % de media. Las de silicio policristalino se elaboran en bloque a partir de varios cristales, por lo que resultan más baratas y poseen una eficiencia media de entre el 16 % y el 17,5 %. Por último, las de silicio amorfo presentan una red cristalina desordenada, lo que conlleva peores prestaciones (eficiencia media de entre un 8 % y un 9 %) pero también un precio menor.

Hay dos tipos de plantas fotovoltaicas: las que están conectadas a la red y las que no, y dentro de las primeras existen, a su vez, otras dos clases:

- Central fotovoltaica: toda la energía producida por los paneles se vierte a la red eléctrica.
- Generador con autoconsumo: parte de la electricidad generada es consumida por el propio productor (en una vivienda, por ejemplo) y el resto se vierte a la red. Al mismo tiempo, el productor toma de la red la energía necesaria para cubrir su demanda cuando la unidad no le suministra la suficiente.

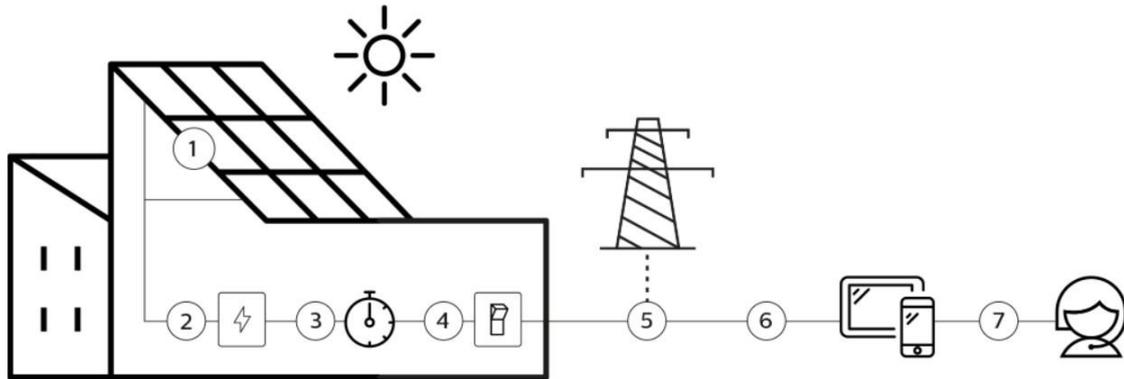
Este segundo caso de generador con autoconsumo, sería el caso que nos ocupa en este proyecto.

El autoconsumo mediante instalaciones solares fotovoltaicas está permitido y regulado a través del Real Decreto 15/2018, 5 de octubre, y Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.

En un autoconsumo con energía solar fotovoltaica, la electricidad producida por los módulos fotovoltaicos colocados en cubiertas es consumida en el interior de la edificación. En ningún momento se desconecta de la red de distribución eléctrica, por lo que en los momentos en que la energía auto producida sea insuficiente para mantener todos los consumos, se utilizará la red eléctrica convencional.

Ambas fuentes de suministro pueden trabajar simultáneamente, de tal forma que el usuario no distinguirá cuanto está consumiendo de cada fuente de suministro salvo que consulte los programas de monitorización.

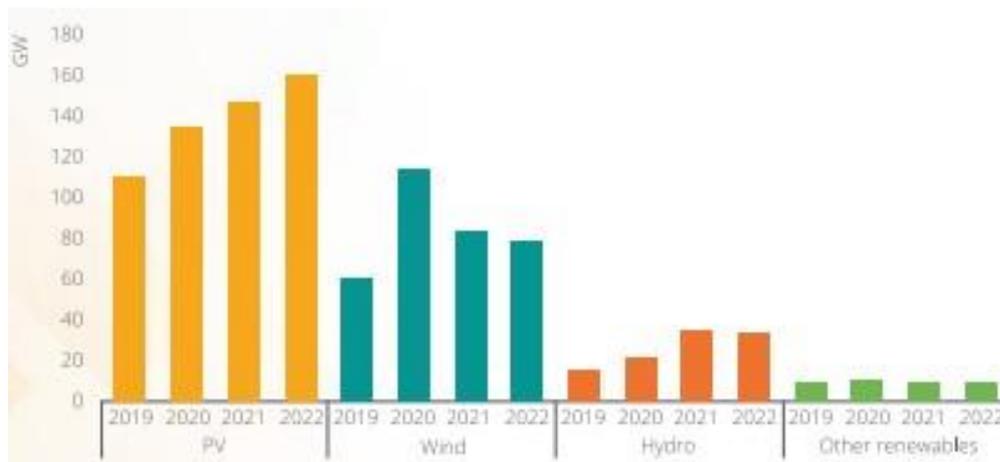
A continuación, se muestra el esquema de una instalación solar fotovoltaica tipo:



1. Paneles solares: transforman la luz del sol en electricidad.
2. Inversor: equipo que adapta la electricidad para poder ser utilizada en la empresa.
3. Contador de generación: mide la electricidad generada por la instalación solar.
4. Cuadro eléctrico: la electricidad se transfiere del inversor a la empresa a través del cuadro eléctrico.
5. Conexión a la red: la empresa continuará conectada a la red de distribución general.
6. Sistema de monitorización: monitorización remota que controla la electricidad producida por la instalación y permite verificar que el Sistema funciona correctamente.
7. Servicio permanente de atención al cliente.

1.2.2 SITUACIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN EL MUNDO Y EN ESPAÑA

La energía fotovoltaica es líder en cuanto a potencia instalada en lo referente tanto a energías renovables como incluso a energías no renovables, por encima de la eólica o hidroeléctrica, y con previsiones para seguir incrementando esta tendencia tal y como se puede comprobar en el gráfico de la Agencia Internacional de la Energía (IEA), extraído de su informe Energy Technology Perspectives de 2020 [3]:



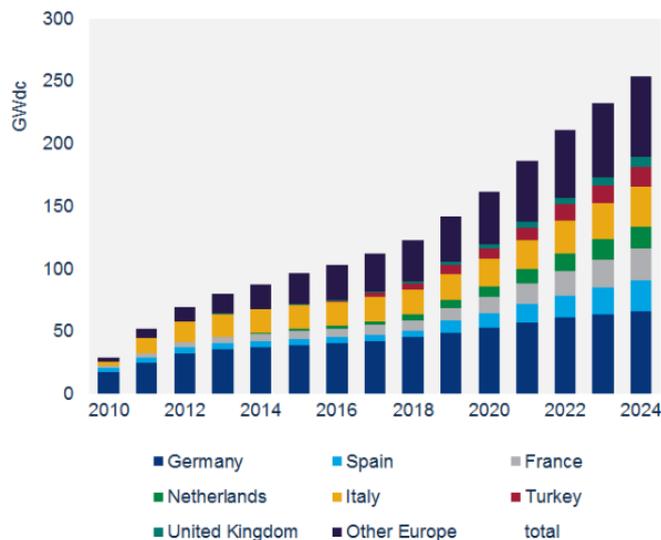
Datos históricos (2019-2020) y previsiones (2021-2022) de nueva potencia instalada de diferentes fuentes de energías renovables.

Como se muestra en el gráfico anterior, la nueva capacidad fotovoltaica en 2020 fue 139 GW, un incremento del 21% frente a 2019, superando los 100 GW por cuarto año consecutivo y alcanzando 760 GW en acumulado mundial.

Tal y como menciona la Unión Española Fotovoltaica (UNEF) en su Informe anual de 2021, aunque el crecimiento ha sido notable en todos los continentes, China ha sido el gran líder del mercado, rompiendo una tendencia negativa de dos años de desaceleración, aportando 48,2 GW, lo cual supone cerca de un 60% más que el año anterior. Tras los pasos de China, se encuentra Estados Unidos que prácticamente dobló su contribución de 2019, con un aumento de nueva capacidad de 19,2 GW.

En cuanto a la Unión Europea, Alemania ha sido el país con mayor nueva capacidad instalada, liderando el continente con nuevos 4,8 GW instalados.

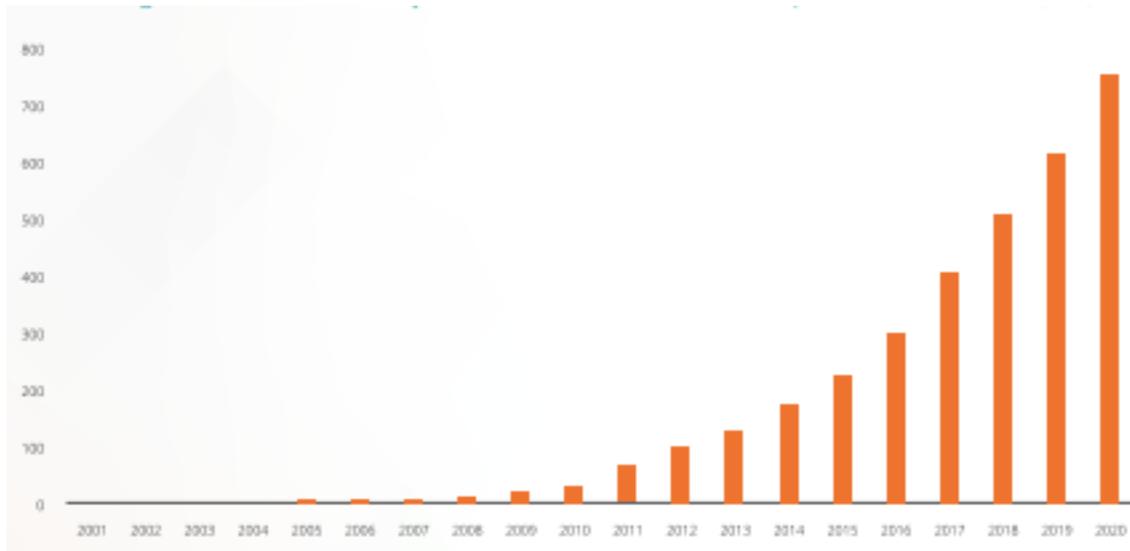
Cumulative solar PV installations, Europe, 2019-24



Source: Wood Mackenzie

En cuanto al acumulado, la potencia fotovoltaica mundial alcanzó la cifra de 760 GW a finales de 2020. Desglosado por países, China lidera con una capacidad acumulada de 253,4 GW, seguida de EE.UU. (93,2 GW), Japón (71,4 GW) e India (47,4 GW). En la Unión Europea, Alemania es líder indiscutible con 53,9 GW, seguida de Italia (21,7 GW) y España (12,7 GW).

El siguiente gráfico del informe de la IEA [3], muestra la evolución acumulada de la potencia fotovoltaica instalada en todo el mundo, con un crecimiento exponencial en los últimos 10 años.



Evolución anual y acumulada de la instalación de potencia fotovoltaica (GW).

Fuente: IEA

España forma parte del grupo de países de Europa con una mayor cantidad de horas de sol, lo cual hace interesante el desarrollo de las instalaciones fotovoltaicas, potenciado con los compromisos europeos en instalación de energías renovables, así como también por la conveniencia estratégica de aumentar la autonomía energética con nuestros propios recursos y disminuir la gran dependencia energética exterior.

A su vez, España fue uno de los primeros estados que se lanzó en materia de investigación y desarrollo de esta fuente de energía, lo cual ha conducido a que numerosas empresas españolas actualmente sean constructoras de este tipo de instalaciones por todo el mundo, con una gran relevancia.

La historia de la energía fotovoltaica en nuestro país estuvo fuertemente potenciada por una serie de Reales Decretos, que promovieron en gran medida el desarrollo de estas instalaciones. Estos RD fueron:

- RD 2818/1998
- RD 436/2004
- RD 661/2007

- RD 1578/2008

Gracias a esta legislación resultó muy atractiva la inversión en esta tecnología, posicionando a España en un lugar privilegiado en cuanto a energía solar fotovoltaica instalada. Sin embargo, las legislaciones posteriores al 2008 resultaron ser poco amigables con este ecosistema que se estaba creando, poniendo el freno de forma drástica al desarrollo de nuevas instalaciones en los años posteriores.

No ha sido hasta el año 2018, con el RDL 15/2018 de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores, cuando se han tomado medidas para reactivar este sector y guiando esta generación de energía hacia el autoconsumo.

El desarrollo del autoconsumo asegura al consumidor final el acceso a alternativas más económicas y respetuosas con el medio ambiente, contribuyendo a disminuir las necesidades de la red eléctrica, y generando una mayor independencia a nivel energético, permitiendo a su vez reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

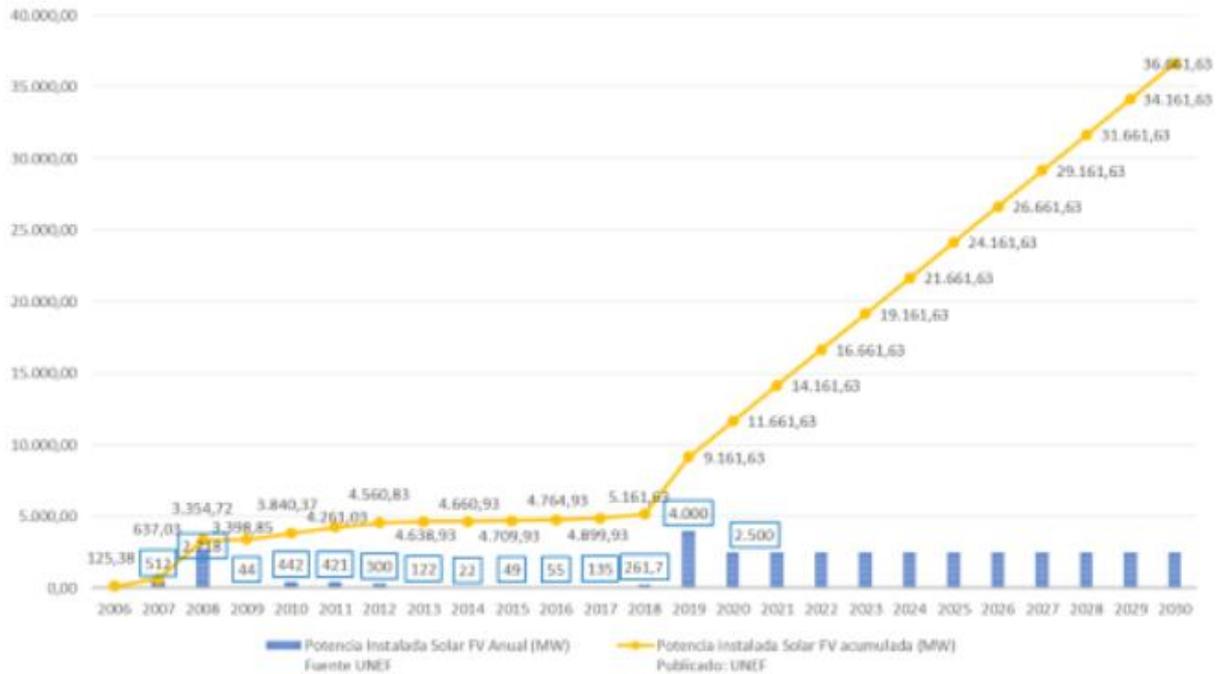
Además, es importante tener en cuenta que la tecnología e inversión aplicada al desarrollo de las energías renovables las ha convertido en fuentes cada vez más eficientes y rentables, llegando a ser capaces de producir electricidad bajo condiciones menos óptimas o adecuadas de radiación solar, habiendo también disminuido el coste de las instalaciones alrededor de un 70% respecto a una década atrás, y consecuentemente resultando cada vez más interesante a nivel económico.

Es por todos estos motivos que el año 2020 fue un año histórico para el sector fotovoltaico en España. En lo que se refiere a plantas en suelo, la capacidad instalada alcanzó los 2,8 GWp, inferior a 2019 pero con el hito que supone que se desplegaran esas cifras sin ningún tipo de ayuda pública. En autoconsumo, la potencia se vio aumentada en un total de 596 MWn, un crecimiento que supone aproximadamente un 30% respecto al anterior año, mostrando el buen comportamiento del sector a pesar del COVID según los datos del informe anual de la UNEF.

En cuanto a potencia instalada anual, se trató del segundo mejor año de la historia de este país, haciendo demostración nuevamente de que este es un sector empresarial más que preparado para desplegar grandes cifras de capacidad.

Por último se adjunta, según estudio de la UNEF, previsiones de potencia solar FV instalada anualmente y acumulada hasta el año 2050.

Si miramos a 2030, horizonte del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), se prevé la instalación de un promedio de 3 GW de nueva potencia fotovoltaica al año desde 2021, para llegar a un total de 28.000 MW de nueva potencia fotovoltaica instalada, lo que supondrá una inversión de 28.000 millones de euros.



Potencia fotovoltaica instalada en España y perspectivas.

Fuente y elaboración: UNEF

1.3 LOCALIZACIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL EDIFICIO

La instalación objeto de este documento está situada en la localidad de Vicálvaro, Madrid.

Coordenadas: Latitud 40.407, Longitud -3.581.

Se trata de una nave industrial en construcción de hormigón prefabricado (sin uso definido) de cubierta plana con una superficie total construida de 23.203 m².

En los Anejos 1 y 2, se adjuntan detalles de ubicación y planta de la nave en cuestión.

1.4 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN

En el Anejo 4 se desarrollan las características generales de la instalación objeto de estudio.

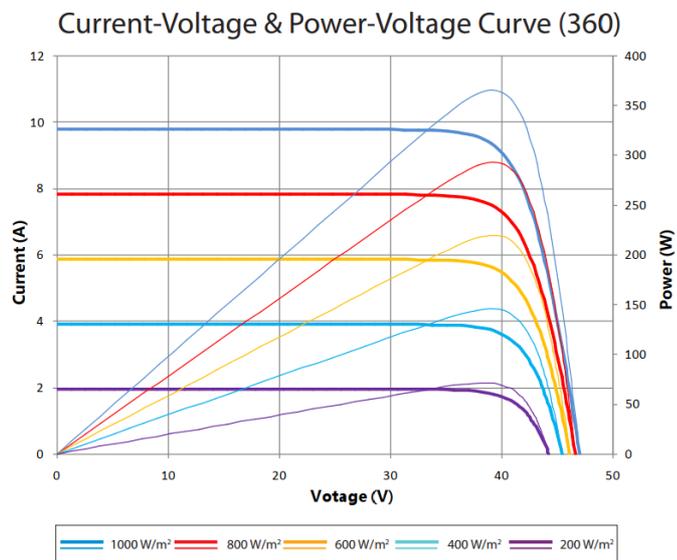
Dicha instalación cuenta con los siguientes elementos:

- Módulo fotovoltaico:

MÓDULO FOTOVOLTAICO	
MARCA	SUNTECH
MODELO	HIPro Series 144 Cell HALF CUT POLYCRYSTALLINE
POTENCIA (W)	345
CANTIDAD	160

Las características eléctricas de este módulo son las siguientes:

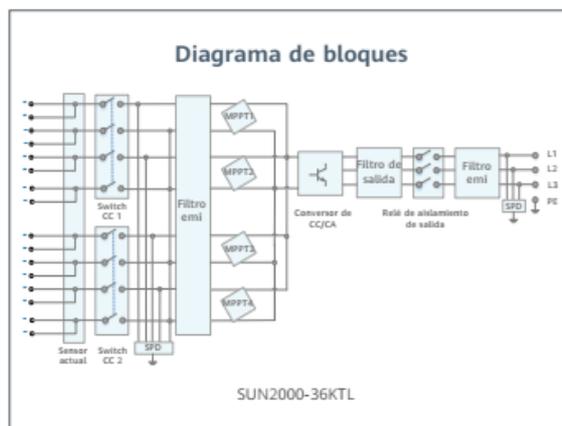
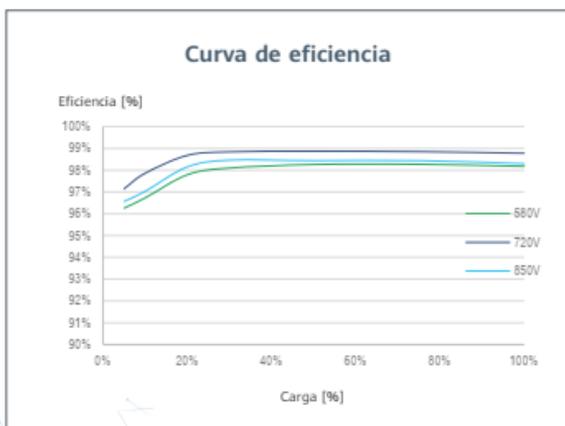
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS MODULO FOTOVOLTAICO	
VOC	46.2V
VMPP	38 V
IMPP	9.08 A
ISC	9.57 A
EFICIENCIA	17.1%
COEF. TEMP. VOC	-0.321%/°C
COEF. TEMP. ISC	0.050 %/°C



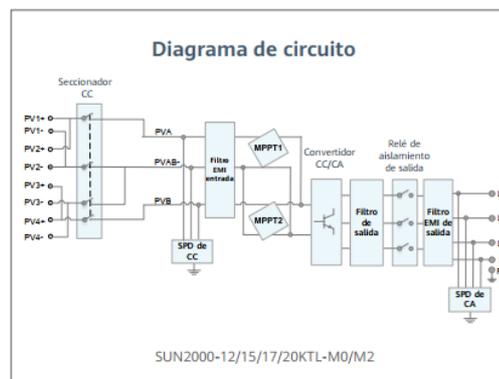
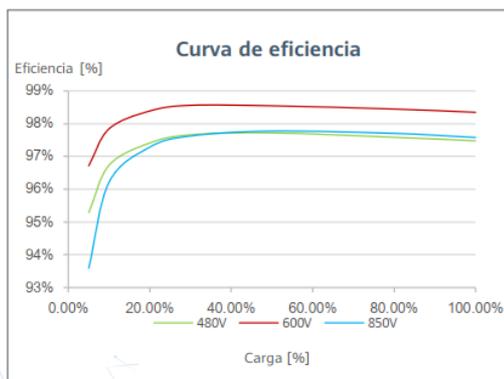
- Inversor solar:

Se colocan dos inversores con las siguientes características:

INVERSOR 1	
MARCA	HUAWEI
MODELOS	SUN2000-36KTL-A
Potencia Nominal Inv. 1:	36 kW



INVERSOR 2	
MARCA	HUAWEI
MODELOS	SUN2000-17KTL-M2
Potencia Nominal Inv. 2:	17 kW



* Solo aplicable al inversor SUN2000-12, #/CN# 15, #/intranet # 17, #/intranet # 20KTL-M2.

- Estructura:

La estructura tendrá las siguientes características:

ESTRUCTURA	
MARCA	VERNISOL
MODELO	SOPORTE AJUSTABLE 10º-40º
INCLINACIÓN	35º
ORIENTACIÓN	SUR-OESTE (35º)
TIPO DE ANCLAJE	Especial
MATERIAL	Hormigón

- Cableado:

Los distintos elementos de los que se compone la instalación fotovoltaica se conectan entre sí mediante cableado conductor con una sección adecuada calculada en el Anejo 5, de forma que la caída de tensión que se produzca por el conductor esté dentro de lo establecido, y suponiendo unas pérdidas de potencia aceptables.

Los conductores serán de cobre. Los conductores estarán sobredimensionados un 25% y las caídas de tensión tanto del tramo de corriente continua como el tramo de corriente alterna, no superarán el 1,5%.

- Protecciones

La instalación fotovoltaica objeto de este estudio contará con las siguientes protecciones:

- **Protección frente a contactos indirectos en el lado de DC**
- **Protección frente a sobrentensidades y cortocircuitos en el lado de DC**
- **Protección frente a contactos indirectos en el lado de DC y AC**
- **Protección frente a sobre intensidades y cortocircuitos en el lado de AC**

- Puesta a tierra

La instalación fotovoltaica tendrá una tierra independiente de la de la red interior a la que se conecta cumpliendo con lo estipulado en la ITC-BT-40 en concreto en el punto 8.

- Esquema de conexionado con red interior y esquemas de medida

La instalación solar fotovoltaica de autoconsumo estará conectada a la red interior de BT de la nave industrial.

- Equipo de medida

No se instalará contador de energía, ya que los inversores son capaces de darnos los datos de energía producida por la planta fotovoltaica. En este caso, se instalará un equipo para monitorizar en remoto los inversores y controlar la producción de la planta.

- Sistema anti-vertido o vertido "0"

Para poder realizar el autoconsumo sin excedentes, se instalará un equipo de vertido 0, capaz de medir la demanda en el punto frontera de manera que evite que en el caso de que se esté generando más energía de la consumida en la instalación, el equipo regula los inversores e incluso puede llegar a desconectarlos para evitar el vertido de energía a la red.

1.5 PLAN DE OBRA

La instalación del sistema fotovoltaico se realizará en un plazo de 26 días laborables. En el Anejo 6 se detalla el plan de obra.

1.6 PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS

En el Anejo 7 se recoge el pliego de prescripciones técnicas, que fija las condiciones técnicas mínimas que debe cumplir la instalación fotovoltaica conectada a red.

1.7 ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA

En el anejo 8, se recogen todos los cálculos y datos necesarios para concluir que la instalación fotovoltaica diseñada tiene viabilidad económica.

En Valencia, Septiembre de 2022



María Rodríguez Chofré
29213865R

2 ANEJOS

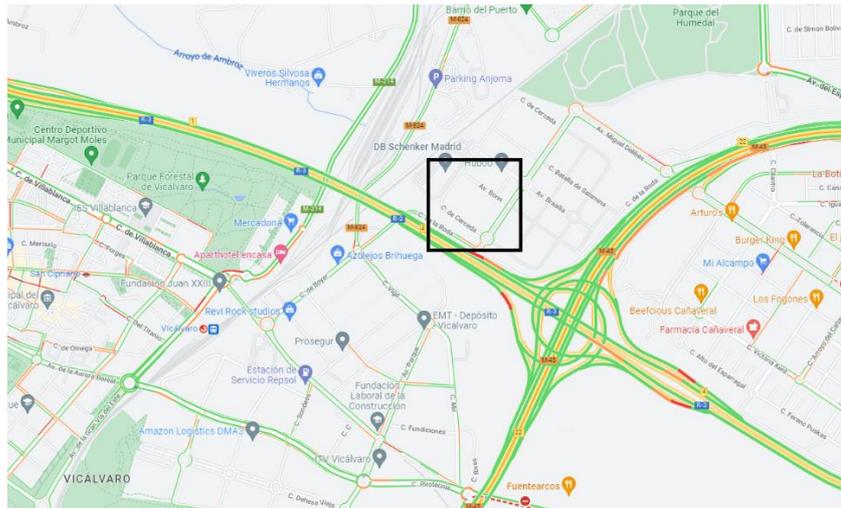


ANEJO 1: LOCALIZACIÓN

La instalación fotovoltaica de autoconsumo estará situada en una nave industrial de cubierta plana en la localidad de Vicálvaro, Madrid.

Coordenadas: Latitud 40.407, Longitud -3.581.

En los alrededores no hay edificios ni otro tipo de elementos que puedan producir sombreados en la instalación, aunque habrá que tener en cuenta que al estar rodeado por parcelas sin construir con suelos de tierra, el aire podría provocar generación polvo y suciedad sobre los paneles.

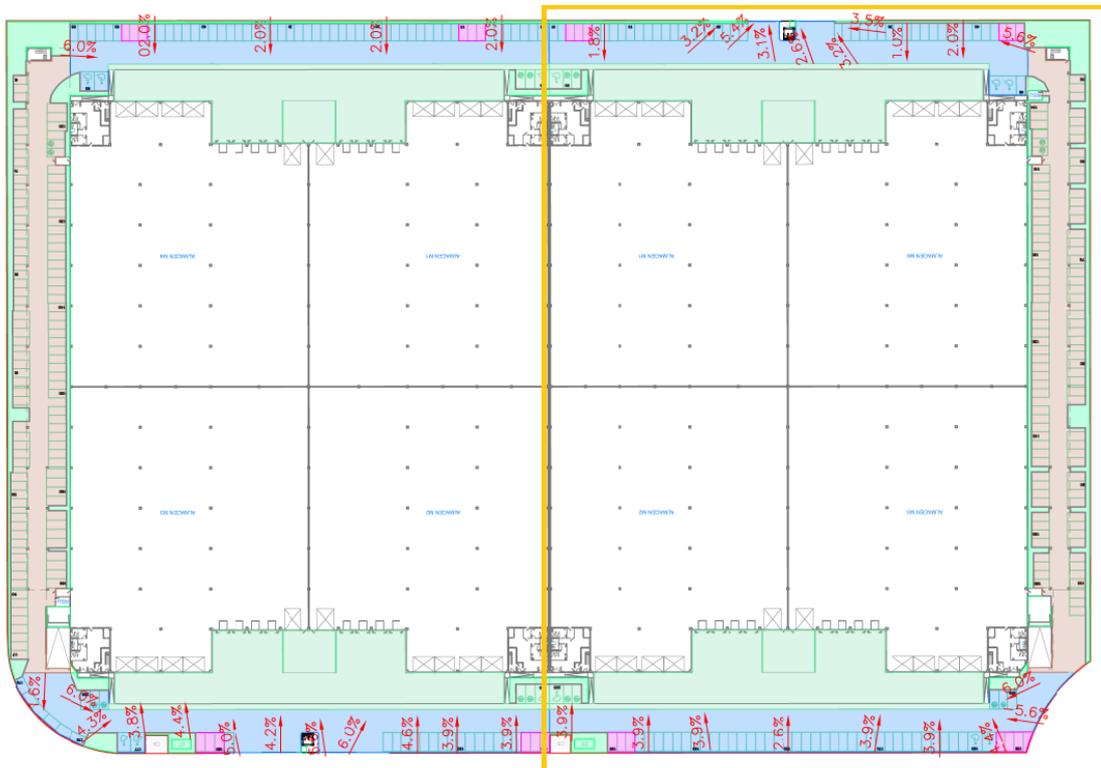


ANEJO 2: DESCRIPCIÓN DEL EDIFICIO Y LA ACTIVIDAD (CONSUMOS)

El edificio en cuestión es el módulo Sureste de los dos que se encuentran en la parcela en la cual se prevé colocar la instalación fotovoltaica.



Se trata de una nave industrial de hormigón prefabricado con una superficie total construida de 23.203 m².



Dado que se trata de una construcción sin uso definido (se trata de una “Nave industrial tipo” sin actividad asignada); se desconoce el consumo que se va a producir en la instalación.

ANEJO 3: DISPOSICIONES LEGALES Y NORMATIVA

A continuación, se nombran los principales Reales Decretos y Leyes que se aplican al proyecto técnico. Normativa consolidada.

1 LEGISLACIÓN ELÉCTRICA APLICABLE:

- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión (REBT).
- Real Decreto 1454/2005, de 2 de diciembre, por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.
- 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.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- 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.
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
- Real Decreto 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores
- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

2.1 LEGISLACIÓN DE SEGURIDAD E HIGIENE APLICABLE:

- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención.
- Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo
- Real Decreto 486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 487/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la manipulación manual de cargas que entrañe riesgos, en particular dorso lumbares, para los trabajadores.
- Real Decreto 488/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas al trabajo con equipos que incluyen pantallas de visualización.
- Real Decreto 773/1997, 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual
- Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- 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.
- Real Decreto 374/2001, de 6 de abril, sobre la protección de la salud y seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con los agentes químicos durante el trabajo.
- Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- Ley 54/2003, de 12 de diciembre, de reforma del marco normativo de la prevención de riesgos laborales.
- Real Decreto 681/2003, de 12 de junio, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores expuestos a los riesgos derivados de atmósferas explosivas en el lugar de trabajo.
- Real Decreto 171/2004, de 30 de enero, por el que se desarrolla el artículo 24 de la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales, en materia de coordinación de actividades empresariales.
- Real Decreto 2177/2004, de 12 de noviembre, por el que se modifica el Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo, en

materia de trabajos temporales en altura

- Real Decreto 1311/2005, de 4 de noviembre, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores frente a los riesgos derivados o que puedan derivarse de la exposición a vibraciones mecánicas.
- Ley 32/2006, de 18 de octubre, reguladora de la subcontratación en el Sector de la Construcción.
- Real Decreto 286/2006, de 10 de marzo, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición al ruido.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
 - DB SE (Seguridad Estructural)
 - DB-SE AE: Acciones en la edificación
 - DB-SE C: Cimientos
 - DB-SE A: Acero
 - DB-SE F: Fábrica
 - DB-SE M: Madera
 - DB SI (Seguridad en caso de Incendio)
 - DB SUA (Seguridad de utilización y accesibilidad)
 - DB HS (Salubridad)
 - DB HR (Protección frente al ruido)
 - DB HE (Ahorro de Energía)
- Real Decreto 396/2006, de 31 de marzo, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud aplicables a los trabajos con riesgo de exposición al amianto.
- Real Decreto 604/2006, de 19 de mayo, por el que se modifican el Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención, y el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Real Decreto 1109/2007, de 24 de agosto, por el que se desarrolla la Ley 32/2006, de 18 de octubre, reguladora de la subcontratación en el Sector de la Construcción.
- Real Decreto 486/2010, de 23 de abril, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición a radiaciones ópticas artificiales.
- Real Decreto 840/2015, de 21 de septiembre, por el que se aprueban medidas de control de los riesgos inherentes a los accidentes graves en los que intervengan sustancias peligrosas.

- Real Decreto 187/2016, de 6 de mayo, por el que se regulan las exigencias de seguridad del material eléctrico destinado a ser utilizado en determinados límites de tensión.

2.2 LEGISLACIÓN DE EDIFICACIÓN APLICABLE:

- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.

2.3 LEGISLACIÓN MEDIOAMBIENTAL APLICABLE

- Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición.
- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.

ANEJO 4: DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN

1 CARACTERÍSTICAS

La central de energía fotovoltaica consiste en un sistema de generación eléctrica que transforma la energía de la radiación solar, mediante paneles fotovoltaicos, en energía eléctrica para consumo en la red interna del usuario.

La instalación incorporará todos los elementos necesarios para garantizar en todo momento la protección física de las personas, la calidad de suministro y no provocar averías en la red.

La instalación estará formada por un conjunto de módulos fotovoltaicos o paneles solares cableados entre sí que generarán corriente continua; las protecciones de corriente continua; el inversor que transforma la corriente continua en corriente alterna; las protecciones de corriente alterna y por último por las protecciones de alterna previas a la interconexión con la red interior del cliente.

La instalación solar fotovoltaica ocupará parcialmente las cubiertas de la nave logística. La superficie de actuación teniendo en cuenta las zonas de tránsito será de aproximadamente 540 m².

Además, el tipo de obra de construcción a realizar no generará residuos RCDs por lo que no será necesario ningún tratamiento posterior de los mismos.

1.2 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

El módulo fotovoltaico, también conocido como panel solar o placa solar, es el dispositivo que capta la energía solar para iniciar el proceso de transformación en energía sostenible. El material semiconductor del que está recubierto —que suele ser el silicio, un elemento básico para cada una de las células solares— es sensible a la luz y genera electricidad al recibir la radiación solar gracias al fenómeno físico conocido como efecto fotovoltaico.

Los módulos fotovoltaicos están compuestos por células fotovoltaicas individuales unidas entre sí. Para garantizar la correcta inclinación y orientación con respecto a la luz solar, los módulos se colocan en estructuras de soporte específicas. Dos terminales de salida en cada módulo recogen y transfieren la corriente generada a los sistemas de gestión del parque solar.

La eficiencia de un módulo fotovoltaico es la relación entre la potencia eléctrica de salida en los terminales y la potencia de la radiación solar que incide en la superficie del módulo. El valor

estándar que se usa como referencia para indicar la radiación solar es de 1.000 vatios/m²: si en cada metro cuadrado inciden 1.000 vatios de energía solar, el porcentaje de energía realmente convertida en electricidad utilizable constituye la eficiencia. La vida media útil de un módulo fotovoltaico es de unos 30 años.

Los tipos más comunes de módulos fotovoltaicos son el silicio monocristalino, policristalino y de capa fina:

- Silicio monocristalino: módulos de color azul oscuro, casi negro, cuyas células tienen unos bordes redondeados y están formadas por cristales de silicio monocristalino, todos orientados en la misma dirección. Con luz perpendicular garantizan una buena producción de energía, con una eficiencia de aproximadamente un 18-21 %.
- Silicio policristalino: módulos azules con tonos cambiantes compuestos por cristales de silicio orientados de manera no uniforme. Tienen una menor eficiencia (15-17 %) si reciben los rayos del sol perpendicularmente, pero su rendimiento es mayor a lo largo del día.
- Capa fina: módulos de menor eficiencia, que funcionan bien con luz difusa o a altas temperaturas.

En el caso que nos ocupa, la instalación estará formada por los siguientes módulos fotovoltaicos:



SUNTECH
HIPro Series
144-CELL HALF CUT POLYCRYSTALLINE SOLAR MODULE
340-360 Watt
STPXXX - A72/Vfh

Features

- High power output**
Compared to normal module, the power output can increase 5W-10W
- High PID resistant**
Advanced cell technology and qualified materials lead to high resistance to PID
- Excellent weak light performance**
More power output in weak light condition, such as haze, cloudy, and morning
- lower hot spots**
Reduce the hot spots and minimize panel degradation
- Extended load tests**
Module certified to withstand front side maximum static test load (5400 Pascal) and rear side maximum static test loads (3800 Pascal) *
- Withstanding harsh environment**
Reliable quality leads to a better sustainability even in harsh environment like desert, farm and coastline

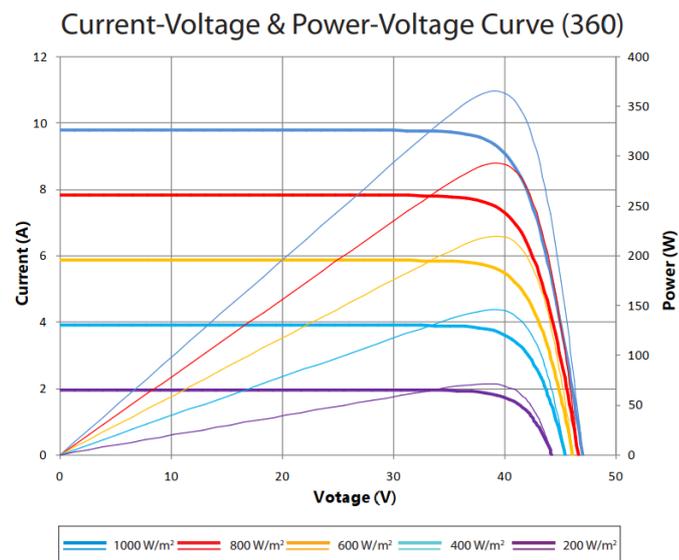
Certifications and standards:
IEC 61215, IEC 61730, conformity to CE



MÓDULO FOTOVOLTAICO	
MARCA	SUNTECH (ó similar)
MODELO	HIPro Series 144 Cell HALF CUT POLYCRYSTALLINE
POTENCIA (W)	345
CANTIDAD	160

Las características eléctricas de este módulo son las siguientes:

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	MODULO FOTOVOLTAICO
VOC	46.2V
VMPP	38 V
IMPP	9.08 A
ISC	9.57 A
EFICIENCIA	17.1%
COEF. TEMP. VOC	-0.321%/°C
COEF. TEMP. ISC	0.050 %/°C



Se adjunta ficha técnica:

HPro Series

144-CELL HALF CUT POLYCRYSTALLINE
SOLAR MODULE

340-360 Watt

STPXXX - A72/Vfh



Features



High power output
Compared to normal module, the power output can increase 5W-10W



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



Excellent weak light performance
More power output in weak light condition, such as haze, cloudy, and morning



Lower hot spots
Reduce the hot spots and minimize panel degradation



Extended load tests
Module certified to withstand front side maximum static test load (5400 Pascal) and rear side maximum static test loads (3800 Pascal) *



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

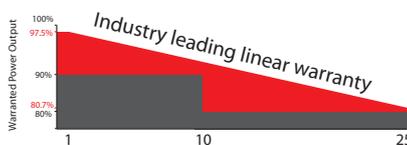
Certifications and standards:
IEC 61215, IEC 61730, conformity to CE



Trust Suntech to Deliver Reliable Performance Over Time

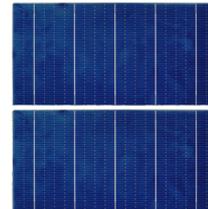
- World-class manufacturer of crystalline silicon photovoltaic modules
- Unrivaled manufacturing capacity and world-class technology
- Rigorous quality control meeting the highest international standards: ISO 9001: 2008, ISO 14001: 2004 and ISO17025: 2005
- Regular independently checked production process 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

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

Special Cell Design



The unique cell design leads to reduced electrodes resistance and smaller current, thus enables higher fill factor. Meanwhile, it can reduce losses of mismatch and cell wear, and increase total reflection.

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. **WEEE only for EU market.

*** Please refer to Suntech Product Near-coast Installation Manual for details. **** Please refer to Suntech Product Warranty for details.

Electrical Characteristics

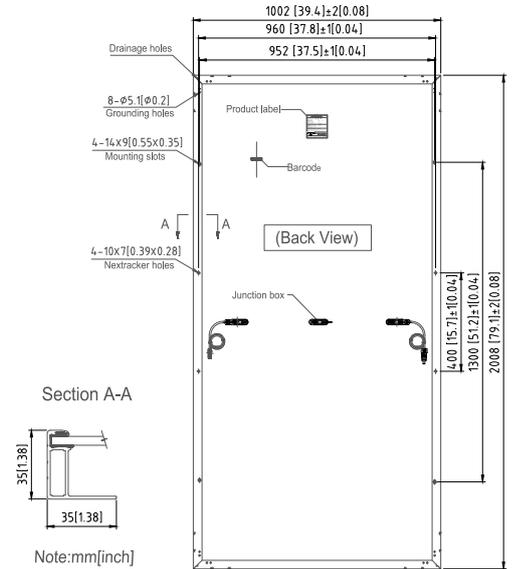


STC	STPXXX-A72/Vfh				
Maximum Power at STC (Pmax)	360 W	355 W	350 W	345 W	340 W
Optimum Operating Voltage (Vmp)	38.3 V	38.2 V	38.1 V	38.0 V	37.9 V
Optimum Operating Current (Imp)	9.40 A	9.30 A	9.19 A	9.08 A	8.98 A
Open Circuit Voltage (Voc)	46.8 V	46.6 V	46.4 V	46.2 V	46.0 V
Short Circuit Current (Isc)	9.80 A	9.73 A	9.65 A	9.57 A	9.50 A
Module Efficiency	17.9%	17.6%	17.4%	17.1%	16.9%
Operating Module Temperature	-40 °C to +85 °C				
Maximum System Voltage	1000/1500 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;
Tolerance of Pmax is within +/- 3% and tolerances of Voc and Isc are within +/- 5%.

NMOT	STPXXX-A72/Vfh				
Maximum Power at NMOT (Pmax)	270.7 W	267.0 W	263.1 W	259.2 W	255.9 W
Optimum Operating Voltage (Vmp)	36.1 V	35.9 V	35.7 V	35.5 V	35.3 V
Optimum Operating Current (Imp)	7.50 A	7.44 A	7.37 A	7.30 A	7.25 A
Open Circuit Voltage (Voc)	43.9 V	43.7 V	43.5 V	43.3 V	43.1 V
Short Circuit Current (Isc)	7.92 A	7.85 A	7.79 A	7.72 A	7.66 A

NMOT: Irradiance 800 W/m², ambient temperature 20 °C, AM=1.5, wind speed 1 m/s.



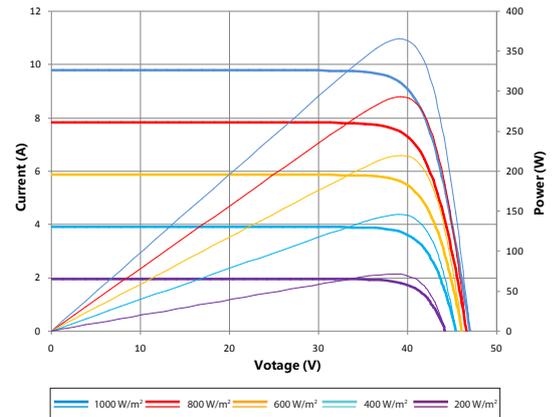
Temperature Characteristics

Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	42 ± 2 °C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.38%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.321%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.050%/°C

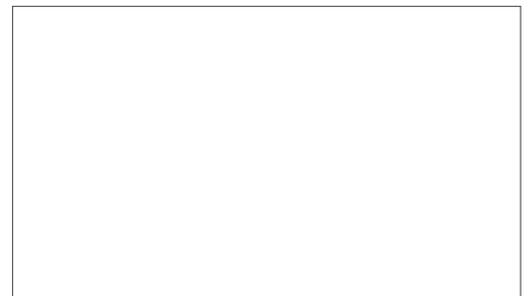
Mechanical Characteristics

Solar Cell	Polycrystalline silicon 158.75 mm
No. of Cells	144 (6 × 24)
Dimensions	2008 × 1002 × 35 mm (79.1 × 39.4 × 1.4 inches)
Weight	22.5 kgs (49.6 lbs.)
Front Glass	3.2 mm (0.13 inches) tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy
Junction Box	IP68 rated (3 bypass diodes)
Output Cables	4.0 mm ² , Portrait: (-)350 mm and (+)160 mm in length Landscape: (-)1400 mm and (+)1400 mm in length or customized length
Connectors	1000 V: MC4 compatible 1500 V: MC4 EVO2, Cable 015

Current-Voltage & Power-Voltage Curve (360)



Dealer information



Packing Configuration

Container	20' GP	40' HC
Pieces per pallet	31	31
Pallets per container	5	22
Pieces per container	155	682
Packaging box dimensions	2038 × 1130 × 1173 mm	
Packaging box weight	745 kg	

Information on how to install and operate this product is available in the installation instruction. 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 EN 50380. Color differences of the modules relative to the figures as well as discolorations of/in the modules which do not impair their proper functioning are possible and do not constitute a deviation from the specification.

1.3 INVERSOR

El inversor solar, es el que se encarga de transformar la energía continua producida por los paneles en energía alterna (electricidad que podemos utilizar).

En el caso del autoconsumo, se usan principalmente tres tipos de inversores:

- Inversores String: Los inversores string son actualmente la opción más utilizada en todo el mundo. Son una solución eficiente si la instalación no se ve afectada por sombras y se tiene una única dirección de incidencia. Por ejemplo, en una industria con una cubierta a dos aguas, será una buena solución si sólo pones placas solares en uno de los faldones, en cambio; si los colocas en los dos, no es una buena solución.

En cuanto al funcionamiento, los paneles solares se conectan en serie entre sí, y se agrupan en ramales. Cada ramal se conecta a un único inversor solar. Debido a su principio de funcionamiento, un inversor string capta tanta electricidad como el panel menos eficiente del ramal, es decir, si un único panel del ramal se ve afectado por una sombra a cualquier hora del día o de forma estacionaria, la potencia entera del ramal se ve reducida a la potencia del panel que se encuentra en la zona sombreada.

- Microinversores: Los microinversores se instalan en cada placa solar de manera individual. Cada uno de ellos es un convertidor independiente que transforma la corriente continua en corriente alterna in situ, sin necesidad de que la corriente continua viaje hasta el centro de inversión como ocurre con los inversores string. Los microinversores pueden venir integrados directamente en el panel solar o situarse próximo a éste, en la estructura metálica.

La principal ventaja que ofrecen los microinversores frente a los inversores string es la eliminación del impacto negativo que producían las sombras, ya fueran totales o parciales. Por consiguiente, la producción aumenta porque se elimina el efecto “cuello de botella”, producido en los inversores string. Además, los microinversores permiten la monitorización individual de cada panel.

- Optimizadores de potencia: Al igual que los microinversores, los optimizadores de potencia son dispositivos acoplados a la parte trasera de cada panel solar, permitiendo que éste opere independientemente del resto de módulos de su fila. La principal diferencia con los

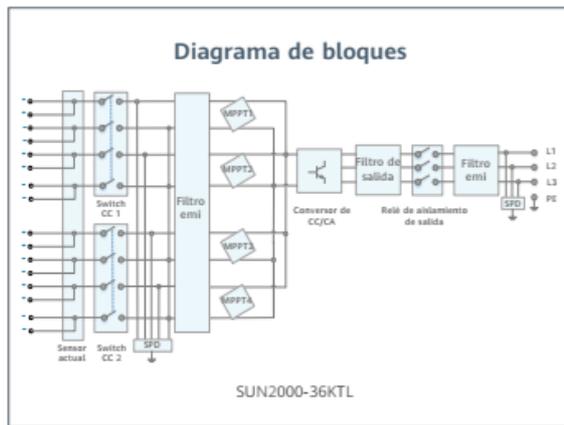
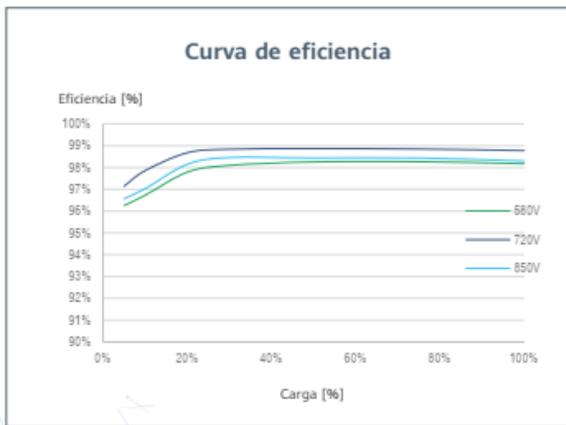
microinversores, es que los optimizadores de potencia no convierten la corriente continua en corriente alterna. Son convertidores de corriente continua en corriente continua cuya función es modificar el punto de funcionamiento de la curva I-V (Intensidad-Tensión) de los paneles que reciben sombras, ya que el resto sigue funcionando igual. En otras palabras, los optimizadores de potencia siguen el MPPT (punto de máxima potencia) con V fija (voltaje fijo) de cada circuito, lo que permite unificar las intensidades del ramal conectado al inversor string. Al igual que los microinversores, permiten la monitorización individual de cada panel solar reduciendo el efecto de las sombras en el funcionamiento de la instalación solar fotovoltaica. Las instalaciones que utilizan optimizadores son más asequibles económicamente y tienen unos costes menores de mantenimiento.

En el caso que nos ocupa, la instalación se prevé colocar en una cubierta plana y sin sombras; toda ella en una única dirección, por lo que se instalarán inversores string, en concreto, el siguiente modelo de inversor:

INVERSOR 1	
MARCA	HUAWEI (ó similar)
MODELOS	SUN2000-36KTL-A
Potencia Nominal Inv. 1:	36 kW

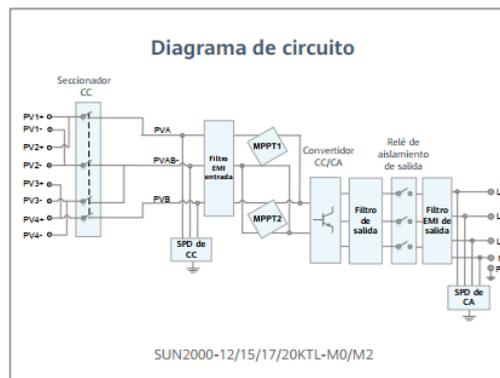
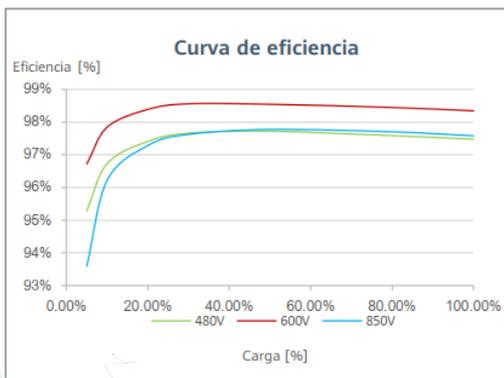
SUN2000-36KTL
Smart String Inverter





INVERSOR 2	
MARCA	HUAWEI (ó similar)
MODELOS	SUN2000-17KTL-M2
Potencia Nominal Inv. 2:	17 kW

Smart String Inverter



*1 Solo aplicable al inversor SUN2000-12, #/CN.# 15, #/Intranet # 17, #/Intranet # 20KTL-M2.

El inversor que estará conectado a la red de baja tensión del suministro cumple con la normativa española sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.

En concreto, cumplen con las funciones de seguridad de las personas y de la instalación mediante el empleo de técnicas equivalentes de aislamiento galvánico de un transformador, de acuerdo con el Real Decreto 1699/2011.

Estas funcionalidades han sido probadas y certificadas según la IEC 62109-2:2011. La corriente continua inyectada a la red de distribución por el inversor es inferior al 0,5% del valor eficaz de la corriente nominal de salida, medida tal como indica la “Nota de interpretación técnica de la equivalencia de la separación galvánica de la conexión de instalaciones generadoras en baja tensión”.

El tiempo de reconexión de los inversores es de al menos 3 minutos conforme la norma IEC 61727:2004 una vez que los parámetros de la red vuelven a estar dentro de los márgenes permitidos.

Las funciones de protección para las frecuencias de interconexión máxima y mínima (50.5 Hz y 48 Hz, respectivamente) y de máxima y mínima tensión (fase 1 $U_n + 10\%$, fase 2 $U_n + 15\%$ y $U_n - 15\%$, respectivamente) están integradas en los equipos inversores, existiendo imposibilidad de modificar los valores de ajuste de las protecciones por el usuario mediante software.

Los equipos disponen de protección frente a funcionamiento en isla.

Las fichas técnicas se adjuntan a continuación:

SUN2000-36KTL Smart String Inverter



Inteligente

Monitorización a nivel de strings



Eficiente

Eficiencia máxima del 98,6 %



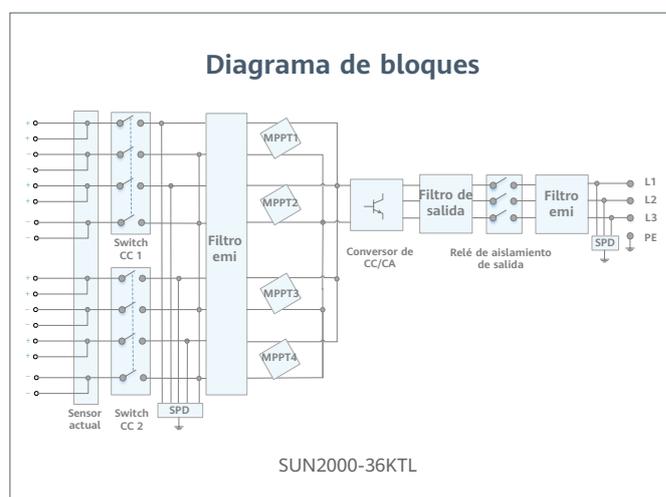
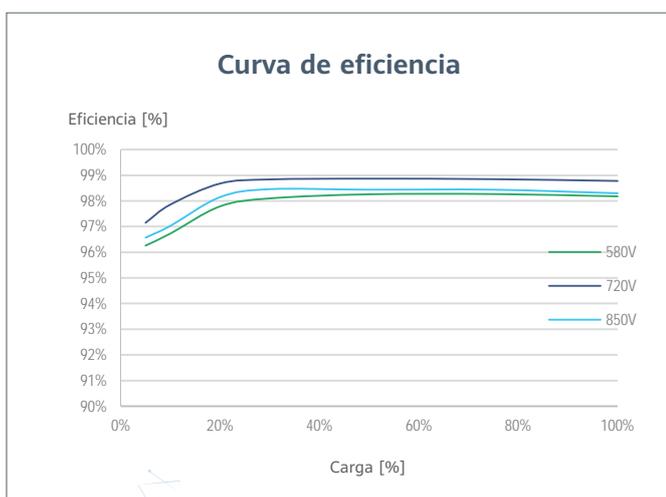
Seguro

Diseño sin fusibles



Confiable

Descargadores de sobretensión tipo II de CC y CA



Especificaciones técnicas	SUN2000-36KTL
---------------------------	---------------

Eficiencia	
Máxima eficiencia	98.8% @480 V; 98.6% @380 V / 400 V
Eficiencia europea ponderada	98.6% @480 V; 98.4% @380 V / 400 V

Entrada	
Tensión máxima de entrada ¹	1,100 V
Corriente de entrada máxima por MPPT	22 A
Corriente de cortocircuito máxima	30 A
Tensión de arranque	250 V
Tensión de funcionamiento MPPT ²	200 V ~ 1,000 V
Tensión nominal de entrada	620 V @380 Vac / 400 Vac; 720 V @480 Vac
Cantidad de rastreadores MPP	4
Cantidad máxima de entradas por MPPT	8

Salida	
Potencia activa	36,000 W
Max. Potencia aparente de CA	40,000 VA
Max. Potencia activa de CA (cosφ = 1)	Default 40,000 W; 36,000 W opcional en la configuración
Tensión nominal de salida	220 V / 380 V, 230 V / 400 V, default 3W + N + PE; 3W + PE opcional en la configuración 277 V / 480 V, 3W + PE
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz
Intensidad nominal de salida	54.6 A @380 V, 52.2 A @400 V, 43.4 A @480 V
Max. intensidad de salida	60.8 A @380 V, 57.8 A @400 V, 48.2 A @480 V
Factor de potencia ajustable	0,8 capacitivo ... 0,8 inductivo
Distorsión armónica total máxima	< 3%

Protecciones	
Dispositivo de desconexión del lado de entrada	Sí
Protección anti-isla	Sí
Protección contra sobretensión de CA	Sí
Protección contra polaridad inversa CC	Sí
Monitorización a nivel de string	Sí
Descargador de sobretensiones de CC	Type II
Descargador de sobretensiones de CA	Type II
Detección de resistencia de aislamiento CC	Sí
Monitorización de corriente residual	Sí

Comunicación	
Display	Indicadores LED, Bluetooth + APP
RS485	Sí
USB	Sí
Monitorización de BUS (MBUS)	Sí

Datos generales	
Dimensiones (W x H x D)	930 x 550 x 283 mm
Peso (incluida ménsula de montaje)	62 kg
Rango de temperatura de operación	-25°C ~ 60°C
Enfriamiento	Convección natural
Max. Altitud de operación	4,000 m
Humedad de operación relativa	0 ~ 100%
Conector CC	Amphenol Helios H4
Conector CA	Terminal PG impermeable + conector OT
Grado de protección	IP65
Topología	Sin transformador
Consumo de noche la durante energía	< 2.5 W

Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)	
Seguridad	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683
Estándares de conexión a red eléctrica	IEC 61727, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, BDEW, G59/3, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 661, RD 1699, P.O. 12.3.RD 413, EN-50438-Turkey, EN-50438-Ireland, C10/11, MEA, Resolution No.7, NRS 097-2-1, AS/NZS 4777.2

*1 The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.
*2 Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter improper operating.

Smart String Inverter



Seguridad activa

Protección contra arcos eléctricos active con tecnología de IA



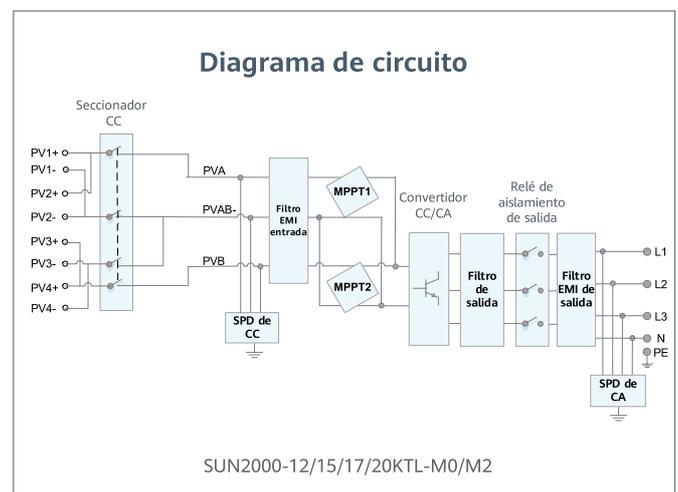
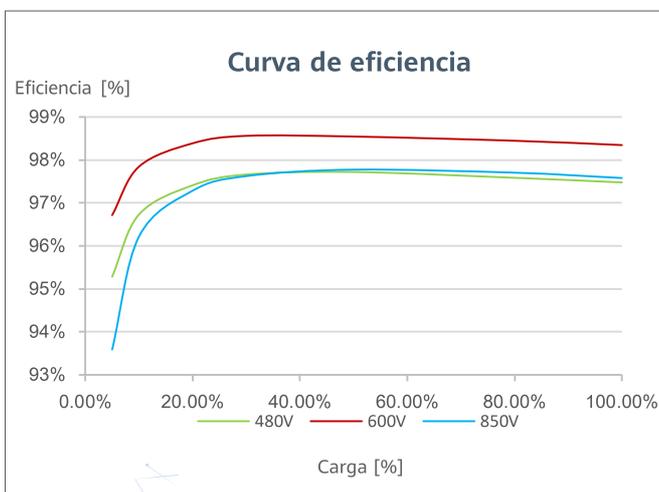
Mayor rendimiento

Hasta un 30 % más de energía con optimizadores ¹



Comunicación flexible

WiFi, Fast Ethernet, 4G
Comunicación soportada



¹ Solo aplicable al inversor SUN2000-12, #/CN.# 15, #/intranet # 17, #/intranet # 20KTL-M2.

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

Especificaciones técnicas

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

Eficiencia

Máxima eficiencia	98.50%	98.65%	98.65%	98.65%
Eficiencia europea ponderada	98.00%	98.30%	98.30%	98.30%

Entrada

Potencia FV máxima de entrada ¹	18,000 Wp	22,500 Wp	25,500 Wp	30,000 Wp
Tensión máxima de entrada ²	1,080 V			
Rango de tensión de operación ³	160 V ~ 950 V			
Tensión de arranque	200 V			
Tensión nominal de entrada	600 V			
Intensidad de entrada máxima por MPPT	22 A			
Intensidad de cortocircuito máxima	30 A			
Cantidad de MPPTs	2			
Cantidad máxima de entradas por MPPT	2			

Salida

Conexión a red eléctrica	Tres fases			
	Potencia nominal activa de CA	12,000 W	15,000 W	17,000 W
Máx. potencia aparente de CA	13,200 VA	16,500 VA	18,700 VA	22,000 VA
Tensión nominal de Salida	220 Vac / 380 Vac, 230 Vac / 400 Vac, 3W + N + PE			
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz			
Máx. intensidad de salida	20 A	25.2 A	28.5 A	33.5 A
Factor de potencia ajustable	0,8 capacitivo ... 0,8 inductivo			
Máx. distorsión armónica total	≤ 3 %			

Características y protecciones

Dispositivo de desconexión del lado de entrada	Sí
Protección anti-isla	Sí
Protección contra sobreintensidad de CA	Sí
Protección contra cortocircuito de CA	Sí
Protección contra sobretensión de CA	Sí
Protección contra polaridad inversa CC	Sí
Protección contra descargas atmosféricas CC	Type II
Protección contra descargas atmosféricas CA	Si, Clase de protección TIPO II compatible según EN / IEC 61643-11
Monitorización de corriente residual	Sí
Protección contra fallas de arco	Sí
Control del receptor Ripple	Sí
Recuperación integrada de PID ⁴	Sí

Datos generales

Rango de temperatura de operación	-25 ~ + 60 °C
Humedad de operación relativa	0 % RH ~ 100% RH
Altitud de operación	0 - 4,000 m (disminución de la capacidad eléctrica a partir de los 2,000 m)
Ventilación	Convección natural
Pantalla	LED Indicators; WiFi integrada + aplicación FusionSolar
Comunicación	RS485; WLAN / Ethernet a través de Smart Dongle-WLAN-FE (Opcional) 4G / 3G / 2G a través de Smart Dongle-4G (Opcional)
Peso (incluida ménsula de montaje)	25 kg
Dimensiones (incluida ménsula de montaje)	525 x 470 x 262 mm
Grado de protección	IP65
Consumo de energía durante la noche	< 5,5 W ⁵

Compatibilidad optimizadora

DC MBUS optimizador compatible	SUN2000-450W-P
--------------------------------	----------------

Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)

Seguridad	EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2
Estándares de conexión a red eléctrica	G98, G99, EN 50549, CEI 0-21, CEI 0-16, VDE-AR-N-4105, VDE-AR-N-4110, AS 4777.2, C10/11, ABNT, VFR 2019, RD 1699, RD 661, PO 12.3, TOR D4, IEC61727, IEC62116, DEWA

^{*1} La potencia fotovoltaica máxima de entrada del inversor es de 40.000 Wp cuando las cadenas largas se diseñan y se conectan completamente con el SUN2000-450W-P power optimizers inbound #. abonada#*.

^{*2} El voltaje de entrada máximo es el límite superior del voltaje de CC. Cualquier voltaje DC de entrada más alto probablemente dañaría el inversor.

^{*3} Cualquier voltaje de entrada de CC más allá del rango de voltaje de funcionamiento puede provocar un funcionamiento incorrecto del inversor.

^{*4} SUN2000-12~20KTL-M2 raises potential between PV- and ground to above zero through integrated PID recovery function to recover module degradation from PID. Supported module types include: P-type (mono, poly).

^{*5} <10 W cuando la función de recuperación PID está activada.

1.4 ESTRUCTURA

Uno de los elementos más importantes en una instalación fotovoltaica, es la estructura. Este elemento es el encargado de fijar y orientar los módulos.

Al encontrarnos en una cubierta plana y teniendo en cuenta las estructuras comerciales, los módulos fotovoltaicos se instalarán sobre estructuras de hormigón mediante anclajes especiales con un ángulo de 35° de inclinación.

La estructura tendrá las siguientes características:

ESTRUCTURA	
MARCA	VERNISOL (ó similar)
MODELO	SOPORTE AJUSTABLE 10°-40°
INCLINACIÓN	35°
ORIENTACIÓN	SUR-OESTE (35°)
TIPO DE ANCLAJE	Especial
MATERIAL	Hormigón

Se adjunta ficha técnica con instrucciones de colocación:

VERNIPRENS CON LAS ENERGÍAS RENOVABLES



VERNISOL

SOPORTE DE CEMENTO AJUSTABLE 10°-40°

LA INSPIRACIÓN HECHA TECNOLOGÍA

Más de **39 años de experiencia** en el sector de los prefabricados de hormigón, la piedra reconstituida y la piedra ornamental; un amplio catálogo de productos y un compromiso firme con la calidad, puestos al servicio de sus proyectos. Ahora, un **producto comprometido con las nuevas tecnologías**, en busca de aportar a las nuevas tendencias energéticas, productos avanzados en calidad e innovación.

Porque con una idea comienza todo, imagine.



NUEVO SOPORTE PATENTADO

SopORTE de hormigón desarrollado para la instalación de paneles solares sobre cubiertas y superficies sin fijaciones mecánicas y entornos que requieran optimizar la instalación en base a factores de seguridad y resistencia a los agentes climatológicos.

Fabricados con cemento y áridos de alta resistencia, y con un innovador diseño, estos soportes permiten obtener la **óptima elevación de cada lugar**, e incluso poder cambiarla dependiendo de las estaciones del año.

Sin necesidad de fijaciones ni tornillos a suelo, ya que el propio peso del conjunto es capaz de soportar fuertes vientos manteniendo los paneles perfectamente orientados en todo momento.

Todo un desarrollo tecnológico pensado para rentabilizar proyectos solares, además de conseguir **excelentes resultados estéticos y eficientes en el proceso de instalación y mantenimiento**. Un proyecto del departamento de I+D+i de Verniprens que está siendo admirado por los más exigentes actores del sector solar. Su **facilidad en el manejo, en el transporte y en el ajuste**, unido a su solidez y fiabilidad, confieren a este soporte unas características indiscutibles en rentabilidad y eficiencia.

PRINCIPALES VENTAJAS

- ✓ Fácil instalación en suelo y cubierta.
- ✓ Montaje en terrazas sin perforaciones.
- ✓ Rápida colocación por un solo operario.
- ✓ Producto de hormigón, antirrobo.
- ✓ Material resistente y duradero.
- ✓ Más económico que los soportes metálicos.
- ✓ Diferentes grados de elevación.





INSTALACIÓN EN 3 SIMPLES PASOS

- 1 El lugar de la instalación debe asegurarse estable, limpio, llano y libre de elementos sueltos, de manera que el soporte inferior tenga un total contacto con la superficie, terreno o la cubierta. Se deben disponer las unidades inferiores empezando por los extremos de las filas y asegurarse de que estén alineadas y niveladas.
- 2 Una vez niveladas las dos unidades de los extremos de una misma fila, una simple lienza [o cuerda fina] ayudará a realizar una perfecta alineación del resto de soportes a instalar.
 NOTA: La distancia entre soportes se debe calcular en base al modelo de panel a instalar.
- 3 Una vez colocadas todas las unidades inferiores, y estando alineadas, la colocación de la unidad superior es muy sencilla y fácil de realizar. Un simple desplazamiento lateral en las correspondientes guías de la elevación deseada dejará unidas las dos piezas.
 NOTA: Poner todas las unidades en la misma posición del ángulo de elevación, ver *Tabla de Elevaciones*.
 IMPORTANTE: Para la unión de la parte superior, insertar ésta por la parte marcada con los grados según indican las flechas de esta imagen.

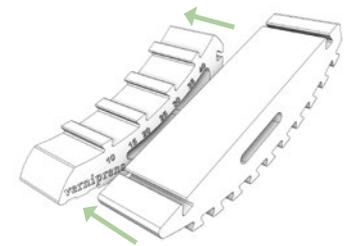
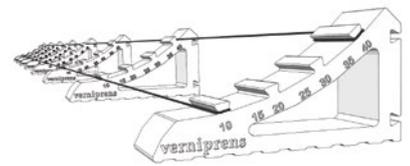
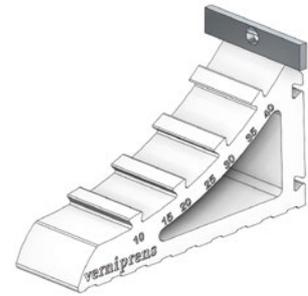
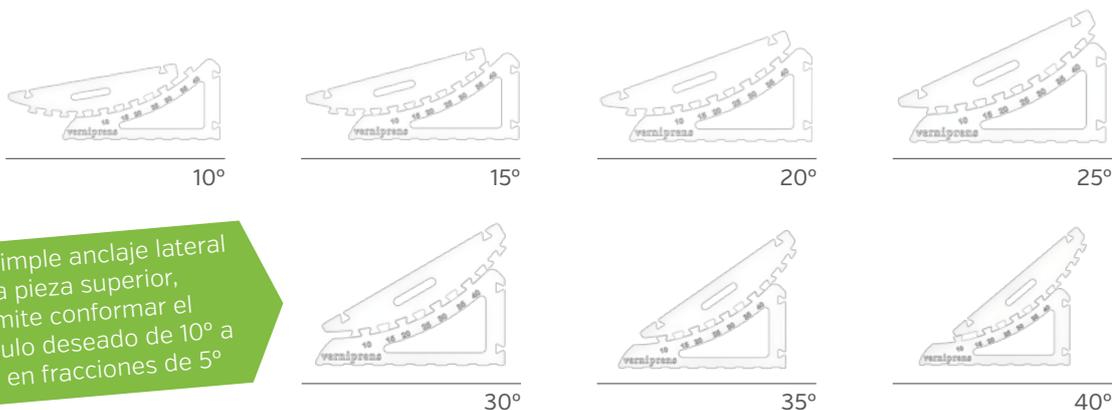


TABLA DE ELEVACIONES

La composición de dos piezas permite ajustar el ángulo de elevación dependiendo de la latitud donde se realice la instalación. Según el diseño del proyecto y la latitud del lugar, se deben conformar las elevaciones correspondientes.



Un simple anclaje lateral de la pieza superior, permite conformar el ángulo deseado de 10° a 40° en fracciones de 5°



INSTALACIÓN DE PANELES

Con el fin de obtener una mayor compactación de las dos unidades, se deben poner unos **pequeños puntos de masilla de poliuretano en las guías**, de manera que se eviten posibles vibraciones provocadas por fuertes vientos.

Dos modelos de anclajes especiales garantizan el anclaje de los paneles al soporte de hormigón: anclaje **Extremo** [4 unidades por fila], para el inicio y final, y anclaje **Central** para los soportes que unen dos paneles [2 unidades por panel].



Anclaje
CENTRAL

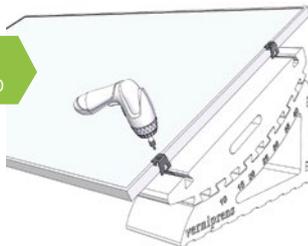


Anclaje
EXTREMO

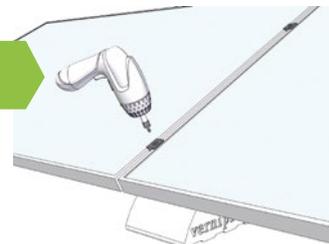
IMPORTANTE: El anclaje extremo está diseñado para paneles de 3cm, quitando la parte inferior con un simple movimiento lateral y la ayuda de unos alicates. En el caso de instalarse paneles de mayor altura del marco, la parte inferior se puede mantener.

Para la correcta instalación de los paneles sobre los soportes de cemento, **es necesario respetar el "Par de Apriete"** recomendado por el fabricante de los paneles.

Instalación del
anclaje extremo



Instalación del
anclaje central

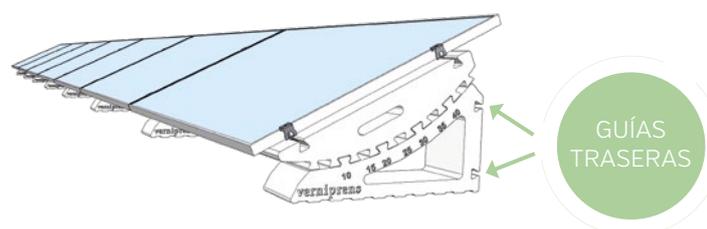


AVISO IMPORTANTE

Será responsabilidad de la ingeniería del proyecto, la correcta instalación, cálculo y dimensionado de la estructura e instalación de los paneles.

En el caso de querer aumentar la adherencia en una superficie de cubierta expuesta a fuertes vientos, se recomienda la **aplicación de masillas de poliuretano [o cemento]** en la base, con el fin de que el conjunto refuerce su resistencia al viento. Los cálculos y este tipo de decisiones técnicas serán siempre **responsabilidad del proyectista e instalador**.

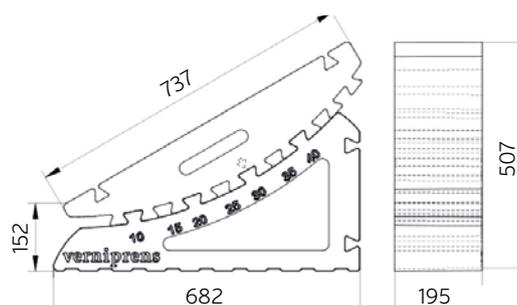
Este soporte tiene **dos guías traseras que pueden ser utilizadas para el anclaje de elementos auxiliares** tales como canaletas de conexión, pasa cables o aplicación de tensores de seguridad. En el caso de utilizar estas guías, se deben añadir anclajes.





ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

VERNISOL	Ref. 900878-B
Composición	Hormigón
Absorción de agua	< 10%
Densidad del hormigón	2300 kg/m ³
Inclinaciones posibles	10°, 15°, 20°, 25°, 30°, 35° y 40°
Color	Gris
Unidades Palet	20 ó 10
Dimensiones Palet (L x A x A)	100 x 120 x 108 cm
Dimensiones Unidad (L x A x A)	682 x 507 x 195 mm
Volumen unidad	0,032 m ³
Peso unidad	67 Kg



**PRODUCTO Y SISTEMA DE
UTILIDAD PATENTADOS**



Desde 10
a 40 grados
de elevación,
sin elementos
mecánicos ni
herramientas.

1.5 CABLEADO

Los distintos elementos de los que se compone la instalación fotovoltaica se conectan entre sí mediante cableado conductor con una sección adecuada previamente calculada, de forma que la caída de tensión que se produzca por el conductor esté dentro de lo establecido, y suponiendo unas pérdidas de potencia aceptables.

Estos cálculos empleados para determinar la sección adecuada del cable tienen que satisfacer una serie de condiciones determinantes:

- Criterio de intensidad máxima admisible o de calentamiento.
- Criterio de intensidad de cortocircuito.
- Criterio de caída de tensión.

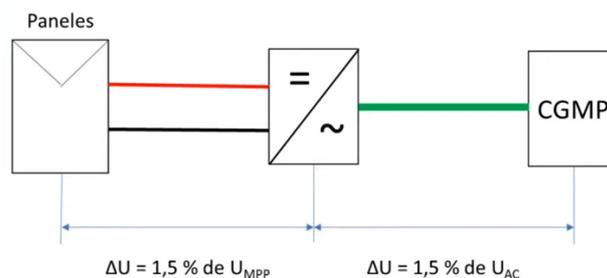
El criterio de intensidad máxima admisible hace referencia a la temperatura máxima admisible del conductor a plena carga y régimen constante.

El criterio de intensidad de cortocircuito es menos relevante en instalaciones de baja tensión debido a la rápida actuación de las protecciones frente a sobreintensidades.

Por otro lado, el criterio de caída de tensión fija una caída de tensión máxima a lo largo del cable para poder garantizar el funcionamiento correcto de los receptores.

El Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE establece que las caídas de tensión máximas permitidas para instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red son de 1,5% para la parte de continua, y 2% para la parte de alterna.

Caída de tensión



Es habitual el dimensionamiento del conductor con un límite menor con el objetivo de disminuir las pérdidas al máximo, las cuales son más notables cuando se trabaja con longitudes largas del conductor.

La línea eléctrica está dividida eléctricamente en dos tramos según la naturaleza de la corriente. El primer tramo estará formado por el cableado correspondiente a la parte de corriente continua de la instalación y el segundo tramo estará formado por el cableado correspondiente a la parte de corriente alterna.

Las líneas de corriente continua disponen de dos conductores, uno positivo y otro negativo, mientras que las líneas de corriente alterna disponen de cuatro conductores, tres de fase y uno para neutro. Hay que remarcar que es determinante minimizar dentro de las posibilidades reales la longitud del cable a emplear para minimizar pérdidas y costes.

La acometida eléctrica cumplirá con las prescripciones indicadas en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

Los conductores serán de cobre. Los conductores estarán sobredimensionados un 25% y las caídas de tensión tanto del tramo de corriente continua como el tramo de corriente alterna, no superarán el 1,5%.

1.6 PROTECCIONES

Los diferentes elementos de protección de la instalación fotovoltaica existentes pueden clasificarse de tres formas:

- Según el tipo de corriente: para la continua, se utilizan aquellos que sirven para la protección de los paneles solares y de su cableado. Se suelen instalar seccionadores, protecciones contra rayos y si hay varios strings en paralelos se añaden fusibles, también tomas de tierra en la estructura portante de los módulos. Para la parte de corriente alterna, los elementos más usados son los magnetotérmicos, diferenciales y protecciones contra sobretensiones.
- Según el tipo de instalación: se subdividen en monofásicos y trifásicos. Las protecciones son las mismas que la clasificación anterior, lo único que cambia es el modo de conexión.
- Según el tipo de contacto: pueden ser directos o indirectos. Los primeros protegen a las personas contra los riesgos derivados de un contacto con las partes de la instalación que están en tensión. Suelen estar definidos en la norma UNE 20.460-4-41. Los segundos son aquellos producidos cuando se tocan elementos que han sido puestos en tensión

accidentalmente. Están regulados por la ITC-BT-08 y por la UNE 20.572-1.

La mayoría de las diferentes protecciones suelen ubicarse para proteger la línea que une los paneles solares con el inversor DC/AC. Estos elementos deberán estar diseñados para proteger de sobretensiones, sobrecargas y cortocircuitos en la instalación. Su configuración dependerá del tamaño y tipo de cada sistema y, además, deberá tener en cuenta los siguientes factores:

La corriente nominal de circulación en los *strings* (paneles solares fotovoltaicos conectados en serie) y la tensión total generada en la instalación fotovoltaica.

De esta forma, los diferentes elementos de protección de las instalaciones solares deben seleccionarse de acuerdo a que sean capaces de soportar la máxima tensión del sistema y tendrán que estar diseñados para abrir o cerrar los circuitos cuando se supere la máxima tensión admitida.

La instalación fotovoltaica objeto de este estudio contará con las siguientes protecciones:

- **Protección frente a contactos indirectos en el lado de DC**

El circuito de corriente continua estará formado por cable aislado, las partes metálicas de los cuadros eléctricos estarán puestos a tierra o serán de material plástico con grado de estanqueidad IP65 y resistentes a la intemperie en caso de estar instalados en el exterior. El inversor contará con un detector de fallo de aislamiento de forma que interrumpirá su funcionamiento avisando del fallo en su display garantizando que no haya contacto indirecto cuando haya una derivación a tierra.

- **Protección frente a sobreintensidades y cortocircuitos en el lado de DC**

Las series de paneles fotovoltaicos estarán protegidos con fusibles especiales para corriente continua y tensión 1000Vdc o, en su defecto, con protecciones internas que incorpore en la parte DC el propio inversor. El calibre del fusible o protección interna dependerá del modelo de inversor y del módulo a utilizar y garantizará, en cualquier caso, la protección de los equipos debido a alguna sobre intensidad y/o cortocircuito de la línea.

- **Protección frente a contactos indirectos en el lado de DC y AC**

El propio inversor incorpora un vigilante de aislamiento interno para fallos de aislamiento en la

parte de DC. El circuito de corriente alterna estará formado por cable aislado, las partes metálicas de los cuadros eléctricos estarán puestos a tierra o serán de material plástico con grado de estanqueidad IP65 y resistentes a la intemperie en caso de estar instalados en el exterior. Además, la instalación contará con interruptores diferenciales con el fin de proteger a las personas de los contactos directos e indirectos provocados por el contacto con partes activas de la instalación con elementos sometidos a potencial.

- **Protección frente a sobre intensidades y cortocircuitos en el lado de AC**

El circuito de corriente alterna estará protegido frente a sobreintensidades y/o cortocircuitos mediante interruptores magnetotérmicos y/o automáticos debidamente dimensionados en cada uno de los tramos del circuito eléctrico.

1.7 PUESTA A TIERRA

Las centrales de instalaciones generadoras deberán estar provistas de sistemas de puesta a tierra que, en todo momento, aseguren que las tensiones que se puedan presentar en las masas metálicas de la instalación no superen los valores establecidos de la ITC-BT-18 del REBT y la ITC-RAT 13 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión (RAT).

Los sistemas de puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas deberán tener las condiciones técnicas adecuadas para que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución Pública ni a las instalaciones privadas, cualquiera que sea su funcionamiento respecto a esta: aisladas, asistidas o interconectadas.

La instalación fotovoltaica tendrá una tierra independiente de la de la red interior a la que se conecta cumpliendo con lo estipulado en la ITC-BT-40 en concreto en el punto 8.

1.8 ESQUEMA DE CONEXIONADO CON RED INTERIOR Y ESQUEMAS DE MEDIDA

La instalación solar fotovoltaica de autoconsumo estará conectada a la red interior de BT de la nave industrial.

Según RD 15/2018 queda derogado el Artículo 13 punto 2 del RD 900/2015 en el que se indicaba la necesidad de disponer de contador de consumo.

Aun así, en el RD 15/2018 TÍTULO II Autoconsumo de electricidad, Artículo 18 se modifica el

artículo 9 de la Ley 24/2013:

6. Reglamentariamente se establecerán las condiciones administrativas y técnicas para la conexión a la red de las instalaciones de producción asociadas al autoconsumo. Estos requisitos serán proporcionales al tamaño de la instalación y a la modalidad de autoconsumo. Las instalaciones en modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes de hasta 100 kW se someterán exclusivamente a los reglamentos técnicos correspondientes. En particular, las instalaciones de suministro con autoconsumo conectadas en baja tensión se ejecutarán de acuerdo a lo establecido en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

Las configuraciones de medida que sean de aplicación en las instalaciones de autoconsumo serán definidas reglamentariamente por el Gobierno. En todo caso, estas configuraciones deberán contener los equipos de medida estrictamente necesarios para la correcta facturación de los precios, tarifas, cargos o peajes que le resulten de aplicación.

1.9 EQUIPO DE MEDIDA

No se instalará contador de energía, ya que los inversores son capaces de darnos los datos de energía producida por la planta fotovoltaica. En este caso, se instalará un equipo para monitorizar en remoto los inversores y controlar la producción de la planta.

1.10 SISTEMA ANTI-VERTIDO O VERTIDO “0”

Para poder realizar el autoconsumo sin excedentes, se instalará un equipo de vertido 0, capaz de medir la demanda en el punto frontera de manera que evite que en el caso de que se esté generando más energía de la consumida en la instalación, el equipo regula los inversores e incluso puede llegar a desconectarlos para evitar el vertido de energía a la red.

Estos equipos anti-vertidos, deben estar homologados para ser capaces de modular los inversores en menos de 2 segundos de tiempo y así evitar los vertidos de energía a la red.

En nuestro caso, el sistema anti-vertido constará de un analizador de redes colocado en el punto frontera que le manda los datos a través de protocolo RS485 a un “SmartLogger” (ó similar), quien se encarga de regular la generación de los inversores.

En este caso, la instalación fotovoltaica estará conectada al cuadro de servicios comunes, de manera que se prioriza el autoconsumo en dicho cuadro.

Se adjunta ficha técnica:



Inteligente

Diseño de control de exportación inteligente cero



Seguro

Fácil de instalar en el sitio



Fiable

Protección contra sobretensiones

Especificaciones técnicas	SmartLogger3000A03EU	SmartLogger3000A01EU
Gestión de dispositivos		
Max. Número de dispositivos manejables	80	
Interfaz de comunicación		
WAN	WAN x 1, 10 / 100 / 1000 Mbps	
LAN	LAN x 1, 10 / 100 / 1000 Mbps	
RS485	COM x 3, 1200 / 2400 / 4800 / 9600 / 19200 / 115200 bps, 1000 m	
MBUS	MBUS x 1, 115.2 kbps, Compatible con PLC	No apoyo
2G / 3G / 4G ¹	LTE(FDD) : B1,B2,B3,B4,B5,B7,B8,B20 DC-HSPA+/HSPA+/HSPA/UMTS : 850/900/1900/2100 MHz GSM/GPRS/EDGE: 850/900/1800/1900 MHz ²	
Entrada / salida digital / analógica	DI x 4, DO x 2, AI x 4	
DO activo	12V, 100mA (conexión con relé, sensor)	
Protocolo de comunicación		
Ethernet	Modbus-TCP, IEC 60870-5-104	
RS485	Modbus-RTU, IEC 60870-5-103 (estándar), DL / T645	
Interacción		
LED	LED Indicator x 3 – RUN, ALM, 4G	
WEB	Web incrustada	
USB	USB 2.0 x 1	
APP	Comunicación por WLAN para la puesta en servicio	
Ambiente		
Rango de temperatura de operación	-40°C ~ 60°C	
Temperatura de almacenaje	-40°C ~ 70°C	
Humedad relativa (sin condensación)	5% ~ 95%	
Max. Altitud de operación	4,000 m	
Alimentación		
Fuente de alimentación de CA	100 V ~ 240 V, 50 Hz / 60 Hz	
Fuente de alimentación de CC	12 V / 24 V	
Consumo de energía	Típico 8 W, Max. 15 W	
Datos generales		
Dimensiones (W x H x D)	225 x 160 x 44 mm (sin orejas de montaje y antena)	
Peso	2 kg	
Grado de protección	IP20	
Opciones de instalación	Montaje en pared, montaje en riel DIN, montaje de mesa	

¹ Al poner dentro de la caja de metal, se necesitará antena extendida.

² Para recomendada lista y datos de portadores en frecuencias compatibles, póngase en contacto con los distribuidores locales.

ANEJO 5: CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

1 CÁLCULO DEL NÚMERO DE MÓDULOS SEGÚN CTE

Según el apartado 1.1. a) del CTE DB-HE5, habrá que instalar una contribución solar mínima en caso de edificios de nueva construcción siempre y cuando se superen los 500m² de superficie para el caso de “Naves de almacenamiento y distribución”.

Cuantificación de la Exigencia:

La potencia nominal mínima a instalar se calculará mediante la siguiente fórmula:

$$P = C \times (0,002 \times S - 5)$$

Siendo:

P: la potencia nominal a instalar [kW]

C: el coeficiente definido en la tabla 2.1 en función de la zona climática establecida en el apartado 4.1

S: la superficie construida del edificio [m²]

Documento Básico HE Ahorro de Energía

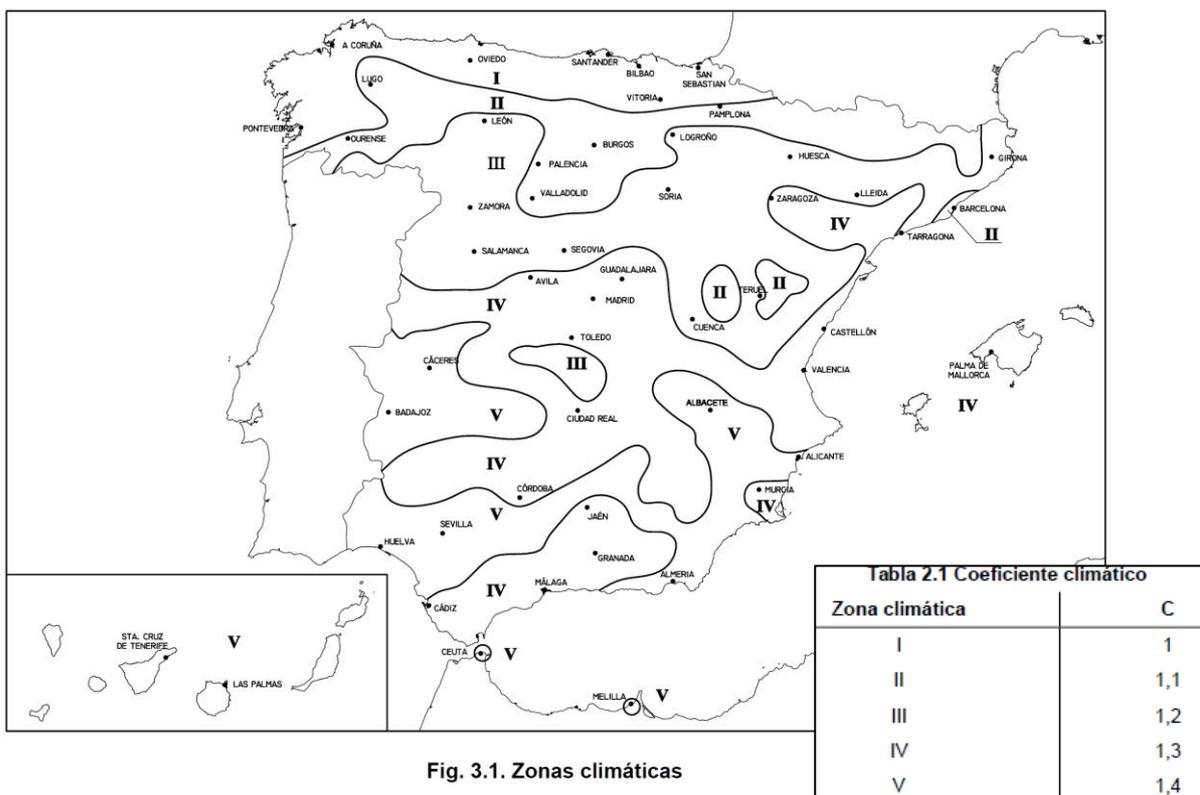


Fig. 3.1. Zonas climáticas

Para el caso que nos ocupa, una nave industrial situada en Vicálvaro, Madrid:

C	IV (1,3)
S	23.203 m ²

Por tanto:

$$P = 1,3 \times (0,002 \times 18.685 - 5)$$

$$\mathbf{P = 53.83 \text{ kWp mínima}}$$

Se instalarán un total de **160 paneles de 345Wp que hacen un total de 55.20 kWp instalados.**

Una vez calculado el número total de paneles, se define la configuración de los mismos:

En primer lugar, para calcular el número máximo de paneles en serie que se puede colocar con los inversores y paneles elegidos, hay que atender a la tensión máxima de entrada DC del inversor y la tensión máxima que se puede producir en el módulo (VOC) para hallar el número máximo de paneles conectados en serie:

$$N_{Serie,max} = \frac{V_{DC \text{ inv max}}}{V_{OC \text{ módulo}}}$$

Al contar con dos inversores, utilizamos el más restrictivo:

$$N_{serie, \text{ max}} = 1080 / 46,8 = 23,07 = \mathbf{23 \text{ paneles}}$$

En segundo lugar, se calcula el número de módulos que se debe tener conectado en serie como mínimo para el correcto funcionamiento del inversor, teniendo en cuenta la tensión mínima de entrada DC del inversor y la tensión en el punto de máxima potencia:

$$N_{Serie,min} = \frac{V_{DC \text{ inv min}}}{V_{MPP \text{ módulo}}}$$

Al contar con dos inversores, utilizamos el más restrictivo:

$$N_{serie, \text{ min}} = 250 / 38,3 = 6,52 = \mathbf{6 \text{ paneles}}$$

Por otro lado, se calcula el número de ramas máximo que es posible conectar en paralelo, para lo que es necesario fijarse en la máxima corriente de continua del inversor ($I_{DC\ inv,max}$) y en la corriente que entrega el panel en el punto de máxima potencia (I_{MPP}):

$$N_{Paralelo,max} = \frac{I_{DC\ inv,max}}{I_{MPP\ módulo}}$$

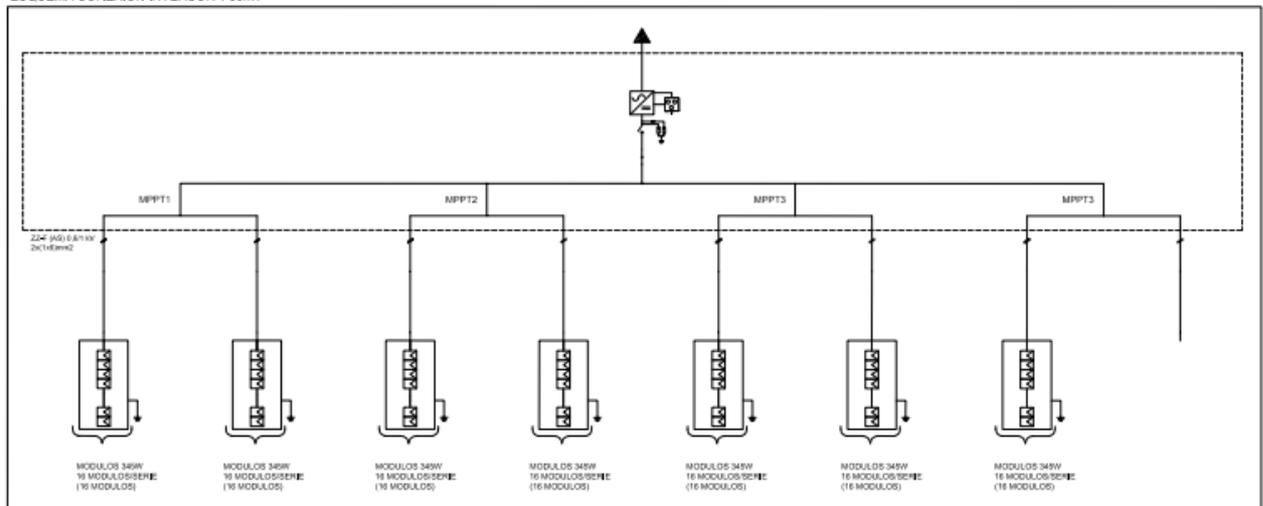
Al contar con dos inversores, utilizamos el más restrictivo:

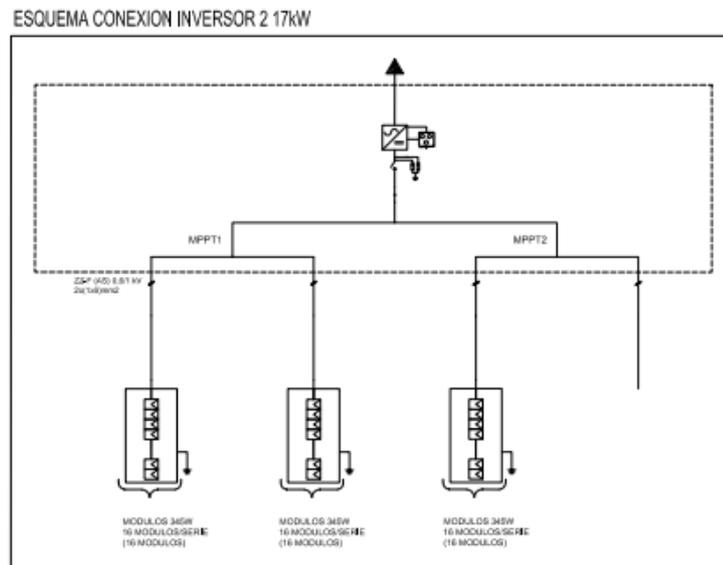
$$N_{paralelo, max} = 57,8/22 = 2,62 = \mathbf{2\ paneles}$$

Con estos datos y teniendo en cuenta la capacidad de ambos inversores (el inversor 1 casi el doble que el inversor 2), se decide hacer 10 series de 16 paneles (7 series de 16 paneles en el inversor 1 y 3 series de 16 paneles en el inversor 2).

Configuración de Strings	
Inversor 1	7 string de 16 paneles
Inversor 2	3 string de 16 paneles

ESQUEMA CONEXION INVERSOR 1 36kW





2 SIMULACIÓN ENERGÉTICA

Existen diferentes formas de conocer cuál podría ser el rendimiento de una instalación de placas solares. En este caso, utilizaremos la herramienta PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System).

El PVGIS permite seleccionar un punto concreto del Planeta para buscar datos útiles relativos a las instalaciones fotovoltaicas. Datos que, además de poderse ver en la web, estarán a disposición de ser descargados en pdf, en formato imagen, como archivo json, y en versión proyecto csv para Excel. Podríamos decir que la pantalla está dividida en tres partes: mapa, zona de trabajo y visualizador de resultados.

Lo primero que hay que hacer para conocer los datos referentes al rendimiento solar es elegir el punto geográfico exacto sobre el que queremos hacer la consulta. La incidencia solar varía mucho en función de la localización. Además, para el rendimiento de placas solares influyen factores como la temperatura.

Será posible elegir el lugar escribiendo la dirección, apuntando las coordenadas geográficas con latitud y longitud, o seleccionando directamente con el puntero sobre el mapa.

La gran parte de las zonas y países del mundo están disponibles. Todo el territorio de la Unión Europea está habilitado, y el PVGIS de España, demostrará que es uno de los países con gran irradiación solar.

The screenshot shows the PVGIS web interface. On the left is a world map with a location pin over Spain. The right panel is titled 'RENDIMIENTO DE UN SISTEMA FV AUTÓNOMO' and contains several sections: 'CONECTADO A RED' (orange), 'FV AUTÓNOMO' (orange), 'DATOS MENSUALES' (purple), 'DATOS DIARIOS' (purple), 'DATOS HORARIOS' (purple), and 'TMY' (green). The 'FV AUTÓNOMO' section includes fields for 'Potencia FV pico Instalada [Wp]' (50), 'Capacidad de la batería [Wh]' (600), 'Limitador de descarga [%]' (40), and 'Consumo diario [Wh]' (300). The 'DATOS MENSUALES' section has a checkbox for 'Cargar los datos de consumo' and a file selection button. The 'DATOS HORARIOS' section has fields for 'Inclinación [°]' (35) and 'Azimut [°]' (0). At the top right, there are buttons for 'Utilizar las sombras del terreno' (checked), 'Horizonte calculado', and download buttons for 'csv' and 'json'. At the bottom, there is a 'Visualizar resultados' button and more download buttons.

A la derecha del mapa podremos diferenciar, en colores, los tres bloques de datos disponibles:

- Bloque de rendimiento de sistemas, en naranja: donde a su vez podremos diferenciar entre instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red, instalaciones fotovoltaicas con seguimiento y sistemas fotovoltaicos autónomos.

En este punto se dimensiona la instalación y será posible estimar la capacidad de potencia y ahorro que va a tener a lo largo de los meses.

- Bloque de datos temporales, en morado: está dividido en datos mensuales de irradiación, datos diarios de irradiancia y datos horarios de radiación.

Sirve para conocer cifras directas respecto a la incidencia solar en el punto seleccionado y según el tipo de instalación solar.

- Año meteorológico típico, en verde: se puede elegir entre tres rangos de tiempo de diez años (2005-2014, 2006-2015 y 2007-2016) para visualizar los datos de irradiación y necesidades de calefacción y de refrigeración.

En cualquiera de los bloques, para obtener los datos que se buscan, el usuario deberá elegir entre las diferentes bases de datos disponibles. El PVGIS para España se basa en cuatro: PVGIS-SARAH, PVGIS-SMSAF, PVGIS-ERA5 Y PVGIS-COSMO. Tras ello, bastará con rellenar los campos con la información solicitada.

Por último, en la parte inferior, será posible consultar de manera visual los datos resultantes de los parámetros aportados anteriormente. Se mostrará un resumen en forma de tabla, una gráfica con los datos clave y un perfil del horizonte.

A continuación, se muestra la simulación energética de la energía producida por el sistema fotovoltaico:



PVGIS-5 valores estimados de la producción eléctrica solar:

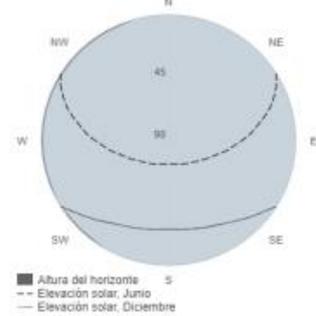
Datos proporcionados:

Latitud/Longitud: 40.407,-3.581
 Horizonte: Calculado
 Base de datos: PVGIS-SARAH2
 Tecnología FV: Silicio cristalino
 FV instalado: 55.2 kWp
 Pérdidas sistema: 14 %

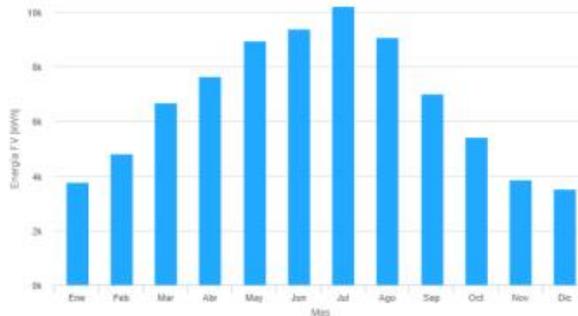
Resultados de la simulación

Ángulo de inclinación: 10 °
 Ángulo de azimut: 35 °
 Producción anual FV: 81535.68 kWh
 Irradiación anual: 1908.13 kWh/m²
 Variación interanual: 2688.40 kWh
 Cambios en la producción debido a:
 Ángulo de incidencia: -3.25 %
 Efectos espectrales: 0.36 %
 Temperatura y baja irradiancia: -7.32 %
 Pérdidas totales: -22.81 %

Perfil del horizonte en la localización seleccionada



Producción de energía mensual del sistema FV fijo:



Irradiación mensual sobre plano fijo:



Energía FV y radiación solar mensual

Mes	E_m	H(i)_m	SD_m
Enero	3806.8	83.7	735.5
Febrero	4622.2	101.5	649.6
Marzo	6680.9	149.1	748.7
Abril	7754.8	177.4	561.5
Mayo	9069.0	212.8	631.2
Junio	9451.0	229.1	311.8
Julio	10207.8	251.8	329.4
Agosto	9350.4	228.9	178.8
Septiembre	7381.3	175.8	283.2
Octubre	5637.3	129.9	494.5
Noviembre	3933.2	87.9	502.1
Diciembre	3841.1	80.9	401.0

E_m: Producción eléctrica media mensual del sistema definido [kWh].

H(i)_m: Suma media mensual de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado [kWh/m²].

SD_m: Desviación estándar de la producción eléctrica mensual debida a la variación interanual [kWh].

La Comisión Europea mantiene esta web para facilitar el acceso público a la información sobre sus iniciativas y las políticas de la Unión Europea en general. Nuestro propósito es mantener la información precisa y al día. Tratamos de corregir los errores que se nos avisan, no obstante, la Comisión acepta toda responsabilidad en relación con la información incluida en esta web.

Aunque hacemos lo posible por reducir al máximo las errores técnicos, algunos datos o informaciones contenidos en nuestra web pueden haberse creado o actualizado en archivos o formatos no soportados por algunos navegadores, y no podemos garantizar que sólo no interrumpa o afecte de alguna manera al servicio. La Comisión no acepta ninguna responsabilidad por los problemas que puedan surgir al utilizar esta web o sitios externos con enlaces al mismo.

Para obtener más información, por favor visite http://ec.europa.eu/info/legal-notice_es

PVGIS ©Unión Europea, 2001-2022.

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Informe creado el 2022/01/10



Habiendo introducido los siguientes datos:

The screenshot displays the PVGIS 5.2 web interface. On the left, a map shows the location of Vicálvaro, Madrid, with a blue cursor at coordinates 40.407, -3.581. The right panel, titled 'RENDIMIENTO DE UN SISTEMA FV CONECTADO A RED', contains the following configuration options:

- Base de datos de radiación solar*: PVGIS-SARAH2
- Tecnología FV*: Silicio cristalino
- Potencia FV pico instalada [kWp]: 55
- Pérdidas sistema [%]: 1
- Opciones de montaje fijo:
 - Posición de montaje*: Integrado en el edificio
 - Inclinación [°]: 35
 - Azimut [°]: 35
 - Optimizar inclinación
 - Optimizar inclinación y azimut
- Precio electricidad FV
- Coste sistema FV [su divisa]:
- Interés [%/año]:
- Vida útil [años]:

3 CÁLCULO DE LAS CAÍDAS DE TENSIÓN

CORRIENTE CONTINUA

La caída de tensión ΔU que se produce en una línea con corriente continua despreciando la inducción de la línea y siendo conocida la potencia, viene dada por la siguiente expresión:

$$\Delta U = \frac{2 \cdot P \cdot L}{C \cdot V \cdot S}$$

Donde:

P = Potencia a transportar en W

L = Longitud del conductor

C= Conductividad

V = Tensión nominal en Voltios

S = Sección del conductor

ΔU = Caída de tensión

El cable utilizado para los tramos de corriente continua será cable solar ZZ-F de cobre (PVC). Se considera una temperatura de trabajo del cable de 70°C, obteniéndose una conductividad del material de 48 mΩ/mm².

Tramo A – INTERCONEXIÓN ENTRE MÓDULOS

INTERCONEXIÓN ENTRE MÓDULOS (INVERSOR 1: 36 KW)											
Serie	MppT	Nº Mod	Pnom Salida(W)	Ptotal (W)	Tensión pmp (V)	Intensidad pmp (A)	Longitud (m)	Sección (mm2)	Tipo Cable	AU (V)	AU (%)
1.1	1	16	345	55200	739,2	9,08	32,5	4	Cable solar ZZ-F 0,6/1Kv Cu	2,53	0,34
1.2	1	16	345	55200	739,2	9,08	32,5	4	Cable solar ZZ-F 0,6/1Kv Cu	2,53	0,34
1.3	2	16	345	55200	739,2	9,08	32,5	4	Cable solar ZZ-F 0,6/1Kv Cu	2,53	0,34
1.4	2	16	345	55200	739,2	9,08	32,5	4	Cable solar ZZ-F 0,6/1Kv Cu	2,53	0,34
1.5	3	16	345	55200	739,2	9,08	32,5	4	Cable solar ZZ-F 0,6/1Kv Cu	2,53	0,34
1.6	3	16	345	55200	739,2	9,08	32,5	4	Cable solar ZZ-F 0,6/1Kv Cu	2,53	0,34
1.7	4	16	345	55200	739,2	9,08	32,5	4	Cable solar ZZ-F 0,6/1Kv Cu	2,53	0,34
INTERCONEXIÓN ENTRE MÓDULOS (INVERSOR 2: 17 KW)											
Serie	MppT	Nº Mod	Pnom Salida(W)	Ptotal (W)	Tensión pmp (V)	Intensidad pmp (A)	Longitud (m)	Sección (mm2)	Tipo Cable	AU (V)	AU (%)
2.1	1	16	345	55200	739,2	9,08	32,5	4	Cable solar ZZ-F 0,6/1Kv Cu	2,53	0,34
2.2	1	16	345	55200	739,2	9,08	32,5	4	Cable solar ZZ-F 0,6/1Kv Cu	2,53	0,34
2.3	2	16	345	55200	739,2	9,08	32,5	4	Cable solar ZZ-F 0,6/1Kv Cu	2,53	0,34

Tramo B – DE STRINGS A INVERSOR

STRING A INVERSOR (INVERSOR 1: 36 KW)											
Serie	MppT	Nº Mod	Pnom Salida(W)	Ptotal (W)	Tensión pmp entrada (V)	Intensidad pmp (A)	Longitud (m)	Sección (mm2)	Tipo Cable	AU (V)	AU (%)
1.1	1	16	345	55200	739,2	9,08	16	6	Cable solar ZZ-F 0,6/1Kv Cu	0,83	0,11
1.2	1	16	345	55200	739,2	9,08	14,5	6	Cable solar ZZ-F 0,6/1Kv Cu	0,75	0,10
1.3	2	16	345	55200	739,2	9,08	13	6	Cable solar ZZ-F 0,6/1Kv Cu	0,67	0,09
1.4	2	16	345	55200	739,2	9,08	11,5	6	Cable solar ZZ-F 0,6/1Kv Cu	0,60	0,08
1.5	3	16	345	55200	739,2	9,08	10	6	Cable solar ZZ-F 0,6/1Kv Cu	0,52	0,07
1.6	3	16	345	55200	739,2	9,08	8,5	6	Cable solar ZZ-F 0,6/1Kv Cu	0,44	0,06
1.7	4	16	345	55200	739,2	9,08	7	6	Cable solar ZZ-F 0,6/1Kv Cu	0,36	0,05
STRING A INVERSOR (INVERSOR 2: 17 KW)											
Serie	MppT	Nº Mod	Pnom Salida(W)	Ptotal (W)	Tensión pmp entrada (V)	Intensidad pmp (A)	Longitud (m)	Sección (mm2)	Tipo Cable	AU (V)	AU (%)
2.1	1	16	345	55200	739,2	9,08	25	6	Cable solar ZZ-F 0,6/1Kv Cu	1,30	0,18
2.2	1	16	345	55200	739,2	9,08	23,5	6	Cable solar ZZ-F 0,6/1Kv Cu	1,22	0,16
2.3	2	16	345	55200	739,2	9,08	22	6	Cable solar ZZ-F 0,6/1Kv Cu	1,14	0,15
										Sumatorio Inversor 1 (%)=	0,56 < 1,5%
										Sumatorio Inversor 2 (%)=	0,49 < 1,5%

CORRIENTE ALTERNA

La caída de tensión ΔU que se produce en una línea con corriente alterna despreciando la inducción de la línea y siendo conocida la potencia, viene dada por la siguiente expresión:

$$\Delta U = \frac{\rho \cdot P \cdot L}{V \cdot S}$$

Donde:

P = Potencia a transportar en W

L = Longitud del conductor

ρ = Resistividad del conductor

V = Tensión nominal en Voltios

S = Sección del conductor

ΔU = Caída de tensión

El cable utilizado para los tramos de corriente alterna será cable libre de cobre libre de halógenos de 0,6 / 1 kV. Se considera una temperatura de trabajo del cable de 70°C, obteniéndose una resistividad del material de 0,021 $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$.

Tramo A – DE INVERSOR A CUADRO DE PROTECCIONES AC

INVERSOR A CUADRO DE PROTECCIONES AC								
INVERSOR	Sistema	P Inv(KW)	Tensión pmp (V)	Longitud (m)	Sección (mm ²)	Tipo Cable	AU (V)	AU (%)
Inversor 1	Trifásico	36	400	4	16	Cable RZ1-K (As) Cu 0,6/1Kv	0,47	0,12
INVERSOR A CUADRO DE PROTECCIONES AC								
INVERSOR	Sistema	P Inv(KW)	Tensión pmp (V)	Longitud (m)	Sección (mm ²)	Tipo Cable	AU (V)	AU (%)
Inversor 2	Trifásico	17	400	4	10	Cable RZ1-K (As) Cu 0,6/1Kv	0,36	0,09

Tramo B – DE CUADRO DE PROTECCIONES AC A CUADRO DE BT GENERAL

CUADRO DE PROTECCIONES AC A CUADRO BT GENERAL								
INVERSOR	Sistema	P Inv(KW)	Tensión pmp (V)	Longitud (m)	Sección (mm ²)	Tipo Cable	AU (V)	AU (%)
Inversor	Trifásico	53	400	150	70	Cable RZ1-K (As) Cu 0,6/1Kv	5,96	1,49
						Suma caidas de tensión AC =	1,70	< 2%

4 CÁLCULO DE LA INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE EN EL CABLEADO

Para calcular la intensidad máxima admisible entre los distintos tramos, se tendrá en cuenta el tipo de conductor, el tipo de aislamiento, y los factores de corrección a aplicar correspondientes de acuerdo con el REBT.

La intensidad máxima admisible del cable deberá ser superior a la intensidad máxima que circulará por él por lo que deberá satisfacer:

$$I_B \leq I_z'$$

Donde:

I_B = Corriente para la que se ha diseñado el circuito.

I_z' = Corriente máxima admisible por el cable según el tipo de instalación (REBT y norma UNE 20460-5-523).

CORRIENTE CONTINUA

Según la ITC-BT-40 del Reglamento Electrotécnico de Baja tensión, los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador. Por lo tanto, la corriente máxima de servicio prevista será de $I_B=9,08$ A.

Se utilizará en la instalación cable solar ZZ-F 0,6/1 kV 6 mm² Cu. Según el REBT y la norma UNE 20460-5- 523, la corriente máxima admisible por el cable de sección de 6 mm² acorde al tipo de instalación B1 será de $I_z= 46$ A Además se aplicará un factor de corrección de 0,7 por tener en algunos tramos 9 circuitos o más por la misma bandeja por lo que $I_z'= 32$ A.

Se cumple por tanto que $9,08$ A < 32 A.

CORRIENTE ALTERNA

Tramo A – DE INVERSOR A CUADRO DE PROTECCIONES AC

A la salida de los inversores, se utilizará un cable multiconductor de 16 mm² con aislamiento XLPE de Cobre, según el método de instalación E: cable multiconductor sobre bandeja de rejilla.

Aplicando un factor de reducción de 1 debido a que existirá en este tramo 1 circuito, se obtiene una intensidad admisible para este tramo de $I_z' = 91$ A.

La intensidad máxima que circulará será de $I_B = 48,80$ A.

Se cumple por tanto que $48,8$ A < 91 A.

Tramo A – DE INVERSOR 2 A CUADRO DE PROTECCIONES AC

A la salida de los inversores, se utilizará un cable multiconductor de 10 mm² con aislamiento XLPE de Cobre, según el método de instalación E: cable multiconductor sobre bandeja de rejilla.

Aplicando un factor de reducción de 1 debido a que existirán en este tramo 1 circuito, se obtiene una intensidad admisible para este tramo de $I_z' = 68$ A.

La intensidad máxima que circulará será de $I_B = 16,93$ A.

Se cumple por tanto que $16,93$ A < 68 A.

Tramo B – DE CUADRO DE PROTECCIONES AC A CUADRO DE BT

A la salida del cuadro AC, se utilizará un cable multiconductor de 35 mm² con aislamiento XLPE de Cobre, según el método de instalación E: cable multiconductor sobre bandeja de perforada.

Aplicando un factor de reducción de 1 debido a que existirán en este tramo 1 circuito, se obtiene una intensidad admisible para este tramo de $I_z' = 144$ A.

La intensidad máxima que circulará será de $I_B = 65,73$ A.

Se cumple por tanto que $65,73$ A < 144 A.

PUNTO DE CONEXIÓN CON LA RED

La instalación solar fotovoltaica se conectará a la red interior del cliente en el Cuadro General de Baja Tensión (CGBT), concretamente, aguas abajo del interruptor de corte en carga ubicado en el cuadro de BT del centro de transformación de abonado de cabecera de 1600 A.

2.5.5 PROTECCIONES CONTRA SOBRECARGAS

Las características de funcionamiento de un dispositivo que protege de sobrecargas según la ITC-BT-22 debe satisfacer:

$$I_B < I_N < I_Z'$$

Donde:

I_B = Corriente para la que se ha diseñado el circuito. I_N = Corriente asignada del dispositivo de protección.

I_Z' = Corriente máxima admisible por el cable según el tipo de instalación (REBT y norma UNE 20460-5-523).

CORRIENTE CONTINUA

Tramo B – DE MÓDULOS A CUADRO DE PROTECCIONES DC

Se instalarán fusibles para cada uno de los polos de los strings cuya misión será la de proteger el circuito en el momento en que se produce una sobreintensidad.

En este tramo, la intensidad nominal es la que suministra cada string sobredimensionada, tal y como se ha indicado anteriormente, un 125%, por lo que será de $I_B = 11,53$ A.

La intensidad máxima admisible calculada en el apartado anterior es $I_Z' = 32$ A

Se instalarán fusibles rápidos con intensidad nominal $I_N = 15$ A que será suficiente para la protección del tramo.

Se cumple por tanto que $11,53$ A < 15 A < 32 A

Tramo C – DE PROTECCIONES DC A INVERSOR

El inversor a instalar cuenta con un seccionador de corte en carga en la parte de continua permitiendo el corte directo en CC de la instalación fotovoltaica.

CORRIENTE ALTERNA

Tramo A – DE INVERSOR A CUADRO DE PROTECCIONES AC

Se instalará un interruptor automático tras el inversor cuya misión será la de desactivar el circuito en el momento en que se produce una sobreintensidad.

En este tramo, la intensidad es la que suministra el inversor, en este caso, la intensidad máxima de salida del inversor será de $I_B = 48 \text{ A}$.

La intensidad máxima admisible del cable calculada anteriormente es de $I_Z' = 91 \text{ A}$

Se instalará un interruptor automático termomagnético tetrapolar con intensidad nominal $I_N = 50 \text{ A}$ que será suficiente para la protección del tramo.

Se cumple por tanto que $48 \text{ A} < 50 \text{ A} < 91 \text{ A}$

Tramo A – DE INVERSOR 2 A CUADRO DE PROTECCIONES AC

Se instalará un interruptor automático tras el inversor cuya misión será la de desactivar el circuito en el momento en que se produce una sobreintensidad.

En este tramo, la intensidad es la que suministra el inversor, en este caso, la intensidad máxima de salida del inversor será de $I_B = 20 \text{ A}$.

La intensidad máxima admisible del cable calculada anteriormente es de $I_Z' = 68 \text{ A}$

Se instalará un interruptor automático termomagnético tetrapolar con intensidad nominal $I_N = 25 \text{ A}$ que será suficiente para la protección del tramo.

Se cumple por tanto que $20 \text{ A} < 25 \text{ A} < 68 \text{ A}$

Tramo B – DE CUADRO DE PROTECCIONES AC A CUADRO DE BT

Se instalará un interruptor seccionador automático en la entrada del cuadro del contador cuya misión será la de desactivar el circuito en el momento en que se produce una sobreintensidad.

En este tramo, la intensidad es la que suministra el inversor, en este caso, la intensidad máxima de salida del inversor será de $I_B = 84.99$ A.

La intensidad máxima admisible del cable calculada anteriormente es de $I_Z' = 224$ A

Se instalará un interruptor seccionador termomagnético tetrapolar con intensidad nominal $I_N = 100$ A que será suficiente para la protección del tramo.

Se cumple por tanto que 84.99 A < 100 A < 224 A

6 PROTECCIONES CONTRA CONTACTOS DIRECTOS, INDIRECTOS Y FALLOS DE AISLAMIENTO

Existirá una protección instalada en el cuadro de protecciones AC que será un interruptor diferencial de Tipo AC y de 300 mA de sensibilidad. El calibre de esta protección será de 80 A.

7 PUESTA A TIERRA

La puesta a tierra, que es un elemento de protección, consiste en una unión metálica directa entre determinados elementos de una instalación y un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo. En esta conexión se consigue eliminar las diferencias de potencial peligrosas en el conjunto de instalaciones, edificio y superficie próxima al terreno. La puesta a tierra permite el paso a tierra de los corrientes de falta o de descargas de origen atmosférico.

Se realizará una puesta a tierra independiente de la tierra de la red interior del cliente de acuerdo con el punto

8.2.1 de la ITC-BT-40 del RBT mediante una pica de Cu enterrada en la parcela del cliente.

Los conductores que constituyen las líneas de enlace con tierra, las líneas principales de tierra y sus derivaciones, serán de cobre o de otro metal de alto punto de fusión y su sección será según lo indicado en la ITC-BT-18.

Los conductores de tierra también cumplirán con lo dispuesto en la ITC-BT-18 de forma que se cumpla lo dispuesto en lo indicado en la siguiente tabla:

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm²)	Sección mínima de los conductores de protección Sp (mm²)
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

8 CANALIZACIONES

El cableado de la instalación irá protegido mediante tubo o bandeja en función del lugar de instalación ya que, en algunos casos, será necesario dotar al sistema de protección mecánica.

Las canalizaciones se regularán según las ITC-BT-15, ITC-20-BT e ITC-BT-21 del REBT.

Las canalizaciones serán superficiales y podrán ir tanto en los tramos de continua como en alterna por bandeja y/o por tubo. Los tubos y bandejas deberán tener un diámetro y superficie tal que permitan un fácil alojamiento y extracción de los cables o conductores aislados (según ITC-BT-15, ITC-BT-20 e ITC-BT-21):

En el apartado de planos, se muestran los diferentes tipos de canalizaciones utilizadas en cada tramo en los que se indican los diámetros y/o secciones y características de las mismas.

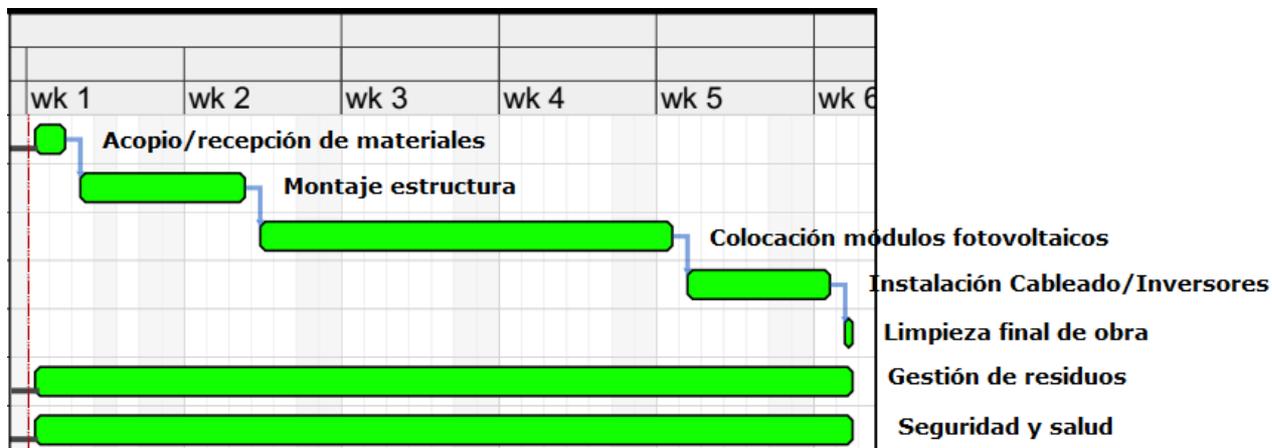
ANEJO 6: PLAN DE OBRA

A continuación, se adjunta el plan de obra. La instalación del sistema fotovoltaico se realizará en un plazo de 26 días laborables.

INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO DE 55.20 kWp									
ID	Nombre	Duración	Inicio	Final	Predecesores	Recursos 3D	Sucesores	Detalles predecesor	
1	ST00030	Acopio/recepción de materiales	2d				ST00110		
2	ST00110	Montaje estructura	5d		ST00030		ST00111	ST00030: FS	
3	ST00111	Colocación módulos fotovoltaicos	13d		ST00110		ST00121	ST00110: FS	
4	ST00121	Instalación Cableado/Inversores	5d		ST00111		ST00131	ST00111: FS	
5	ST00131	Limpieza final de obra	1d		ST00121			ST00121: FS	
6	ST00141	Gestión de residuos	26d						
7	ST00151	Seguridad y salud	26d						

Project title	Trabajo Final de Máster			Drawn by	Maria Rodríguez Chofre
Programme title	INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO DE 55.20 kWp				
Client	VICÁLVARO, MADRID				

ID	Nombre	Duración
1	ST00030	Acopio/recepción de materiales
2	ST00110	Montaje estructura
3	ST00111	Colocación módulos fotovoltaicos
4	ST00121	Instalación Cableado/Inversores
5	ST00131	Limpieza final de obra
6	ST00141	Gestión de residuos
7	ST00151	Seguridad y salud



ANEJO 7: PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS

1 OBJETO

Fijar las condiciones técnicas mínimas que debe cumplir la instalación fotovoltaica conectada a red. Pretende servir de guía para los instaladores y fabricantes de equipos de este proyecto, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología y proyecto.

Se valorará la calidad final de la instalación en cuanto a su rendimiento y producción.

El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas (en lo que sigue, PCT) se extiende a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de la instalación.

En determinados supuestos, para los proyectos se podrán adoptar, por la propia naturaleza de los mismos o del desarrollo tecnológico, soluciones diferentes a las exigidas en este PCT, siempre que quede suficientemente justificada su necesidad y que no impliquen una disminución de las exigencias mínimas de calidad especificadas en el mismo.

2 CÓDIGOS Y NORMAS

Este PCT es de aplicación en su integridad a las instalaciones solares fotovoltaicas destinadas a la producción de electricidad.

Será de aplicación toda la normativa que afecte a instalaciones solares fotovoltaicas, en concreto:

- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.
- Real Decreto 1454/2005, de 2 de diciembre, por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- 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.

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico
- 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.
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
- Real Decreto 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores

3 DISPOSICIONES GENERALES

a. Documentación

Los distintos documentos que forman el proyecto se complementan mutuamente. No se tendrán en consideración los materiales y trabajos accesorios no indicados en los documentos, o a las descripciones erróneas en los detalles de la obra que sean manifiestamente indispensables para llevar a cabo en el espíritu o intención y que por uso y costumbre son generalmente admitidos como necesarios para la ejecución normal de una obra.

La futura propiedad se reserva el derecho a introducir modificaciones en los planos de la adjudicación, facilitando para ello los croquis necesarios. Estas modificaciones no suponen variación del precio salvo que impliquen un cambio que en la documentación de contratación no se podía prever.

b. Documentación del proyecto

Implícitamente la posibilidad de ejecución de las obras por el hecho de presentarse a la licitación y el buen funcionamiento de sus instalaciones. Se reconoce haber visitado el emplazamiento, haberse dado cuenta de su accesibilidad, condiciones de ejecución, etc. y por consiguiente se habrá valorado los trabajos a realizar. Por ello, no se admitirán reclamaciones por la omisión o error en los planos o por no haber interpretado el sentido de las estipulaciones, teniendo en cuenta que las cifras y cantidades que se indican se dan tan solo a título de información.

Para la ejecución del programa de montaje, se deberá tener siempre en la obra el número de operarios adecuado a los trabajos que se estén realizando. El personal será el adecuado para cada trabajo, estando especialmente preparado para el mismo y desarrollándolo en armonía con los demás para la buena consecución del programa.

Si hubiera alguna parte de la obra mal ejecutada, se tendrá la obligación de demolerla y volverla a ejecutar tantas veces como sea necesario, no dándole motivo estos trabajos de pedir indemnizaciones de ninguna clase.

c. Valoraciones

Las valoraciones de las unidades contempladas en la obra se deducirán de multiplicar el número de éstas obtenido a resultas de las mediciones, por el precio unitario estipulado, sin que su importe pueda exceder a la cifra total de los presupuestos aprobados. Por consiguiente, el número de unidades de obra contemplado en el proyecto no servirá para la valoración.

Las obras no concluidas se abonarán con arreglo a precios consignados en el presupuesto, sin que pueda pretenderse la valoración de otra manera.

Las cantidades calculadas para obras accesorias, incluidas partidas alzadas del presupuesto, serán abonadas a los precios de la contrata, según las condiciones de la misma o por lo que resulte de la medición final.

d. Herramientas e instrumentación

Se aportará toda la herramienta e instrumentación necesaria para el tipo de trabajo a realizar. Se dispondrá en obra de medidores de aislamiento, detectores de faltas de cable enterrado, medidores de parámetros eléctricos, equipos para medición de tierras, tarado de relés y en general toda la herramienta e instrumentación necesaria para la correcta ejecución y puesta en marcha de la instalación.

e. Control de materiales y equipo

Se será responsable de los materiales y equipos, incluyendo el personal y medios necesarios para las actividades de recepción en fábrica y en obra, almacenamiento, conservación, manipulación y transporte hasta el lugar de montaje y el mantenimiento necesario después del montaje, hasta la entrega final.

En el Plan de Calidad de la obra, el se establecerá el correspondiente procedimiento general de almacenamiento, manipulación y mantenimiento, en el que se contemplan tanto los aspectos técnicos como de funcionamiento del almacén, con la definición completa del proceso a seguir, las condiciones técnicas y las responsabilidades para cada una de las actividades.

Los materiales de aportación deberán ser almacenados en un área acondicionada, libre de humedad y temperatura adecuada.

4 TRABAJOS ELÉCTRICOS GENERALES

a. Generalidades

Este apartado será de aplicación al montaje de canalizaciones eléctricas, incluyendo en este concepto la canalización propiamente dicha, el soportado de la misma y las tapas o blindajes de protección que pudieran incluirse en el diseño. Tendido y conexionado de cables. Sistema de puesta a tierra. Y sistema de iluminación y fuerza.

Se establecen en este punto las instrucciones generales que deben seguirse para la correcta preparación, ejecución y documentación de los trabajos que se lleven a cabo durante el montaje.

b. Canalizaciones eléctricas

Previamente a la instalación, se realizará un replanteo de detalle, ajustándose exactamente a la situación de equipos y a la geometría de las estructuras y del trazado general, debiendo tener especialmente en cuenta que el trazado de las canalizaciones se hará siguiendo líneas paralelas a las verticales y horizontales de las paredes o estructuras que las soporten o delimiten.

Las canalizaciones podrán ser de alguno de los siguientes tipos:

- De hormigón.
- De cemento.
- De fibrocemento.
- De plástico.
- Metálicas.

c. Conexionado

Antes de proceder al conexionado definitivo de los cables a sus equipos, se llevará a cabo las siguientes operaciones y comprobaciones:

- Se procederá al pelado de los hilos, para lo que se emplearán herramientas adecuadas, con el

fin de no deteriorar el hilo ni su aislamiento.

- Se efectuará una comprobación al 100% de la continuidad eléctrica de los hilos que pretenda conectar. Esta comprobación se realizará en circuito abierto, alimentando con una batería de C.C. y utilizando un aparato luminoso-acústico.
- Se realizará, asimismo, una comprobación al 100% de aislamiento entre conductores y entre cada uno de ellos y tierra.
- Para la medida de la resistencia de aislamiento se utilizará un Megger capaz de proporcionar tensión continua en vacío comprendida entre los 500 y 1000 voltios, para circuitos de baja tensión y de 2500 a 5000 voltios, para circuitos de alta tensión. El valor de la resistencia, medida en ohmios, se considerará aceptable cuando se supere la cantidad que se obtenga de multiplicar por 100 la tensión máxima de servicio, expresada en voltios, con un valor mínimo de 250000 ohmios.

Para la realización de las comprobaciones realizadas en el párrafo anterior, se elaborará un Procedimiento para la Comprobación de la Continuidad y Aislamiento Eléctrico que presentará a la Dirección Técnica para su aprobación.

En dicho procedimiento se reflejará de forma ordenada y detallada la siguiente información:

- Aparatos y esquemas de la instalación para la comprobación de la continuidad eléctrica de los conductores.
- Medidas a realizar de la resistencia de aislamiento.
- Aparatos y esquemas de conexión para la realización de la medida de aislamiento.
- Tabla de valores admisibles para la resistencia de aislamiento, en función de las diferentes tensiones de servicio que se dispongan en la Central.
- Precauciones que deberán tomarse durante la realización de las medidas y comprobaciones.

Para la conexión de los diferentes hilos, se empleará una herramienta de engaste que garantice el control de la presión sobre el terminal.

El terminal a emplear en armarios eléctricos y paneles en general, será del tipo de presión pre-aislado de punta u ojal, según exija el punto donde vaya conexionado.

Paralelamente a la ejecución del conexionado, se llevará a cabo el etiquetado del cable, así como de los hilos que lo compongan.

d. Sistema de puesta a tierra

Las uniones entre cables o entre cables y pletinas de cobre desnudo se realizarán según se indique en el Proyecto, de alguna de las siguientes formas:

- Soldadura aluminio-térmica.
- Uniones atornilladas.
- Terminales.

En el caso de uniones soldadas, se elaborará y presentará un Procedimiento para la realización de la Soldadura de tipo Aluminio-térmico, en el que además de quedar reflejadas las variables de proceso, se establecerán la forma y los medios para el cumplimiento de las siguientes condiciones:

Preparación de la unión:

- Se limpiarán cuidadosamente los conductores a unir hasta que éstos tengan el brillo del metal. Se podrá utilizar para esa operación lija o cepillo de acero.
- Los conductores mojados o húmedos deberán quedar perfectamente secos, pues la realización de la soldadura en tales circunstancias ocasionaría la aparición de porosidades, que harían rechazable la unión.
- Asimismo, los conductores que hubieran sido tratados con aceites o grasa serán previamente desengrasados, utilizando para ello un producto adecuado.
- Los moldes para la realización de la soldadura serán los que en cada caso (dependiendo de los materiales a unir), recomiende el fabricante aprobado.
- A cada tipo de unión corresponderá un diseño de molde. No se permitirá la colocación de suplementos en los moldes para realizar soldaduras diferentes con un mismo diseño de molde.
- Antes de realizar la soldadura, los moldes deberán limpiarse y secarse cuidadosamente.

Ejecución de la soldadura:

- Se deberán tener en cuenta las instrucciones del fabricante, las cuales se reflejarán en el procedimiento de soldadura.
- El calor producido durante el proceso de unión no deberá provocar la fusión de ningún punto de los elementos a unir.
- Figurarán en el procedimiento los criterios de rechazo de soldadura, indicando que serán

100% rechazables las uniones con grietas, poros, derrames, o cualquier otro fallo.

- El máximo número de veces que se podrá emplear un mismo molde se establecerá a partir de las recomendaciones del fabricante (máximo 50 soldaduras). Como medida de seguridad adicional, se llevarán a cabo muestreos, sobre un 5% de las uniones realizadas con un mismo molde.

Las uniones atornilladas entre pletinas o las que se realicen con grapas especiales o mediante terminales, se efectuarán observando las siguientes precauciones:

- Se limpiarán previamente las superficies de contacto, con el fin de que la resistencia eléctrica de la unión sea mínima.
- La limpieza indicada anteriormente se llevará a cabo de forma que no se elimine el galvanizado de las pletinas o estructuras que lleven este tratamiento.
- El CONTRATISTA deberá dar el par de apriete adecuado a los tornillos, con el fin de asegurar la continuidad de la unión.

e. Recepción de la obra

Previo a la recepción se hará entrega de la documentación final en la que se recogerá el estado último en el que ha quedado la instalación: planos, mediciones, recorridos, etc.

Al realizarse la recepción de las obras, se deberá presentar las pertinentes autorizaciones de los organismos oficiales para el uso y puesta en servicio de las instalaciones que así lo requieran. De no cumplirse este requisito, no se llevará a cabo la recepción.

A partir de la fecha de recepción provisional, se garantiza todas las obras ejecutadas y los materiales empleados, durante un año. En este periodo se corregirán las desviaciones observadas, eliminará las obras rechazadas y se repararán todas aquellas posibles averías surgidas en lo que tenga que ver con el proyecto.

5 COMPONENTES Y MATERIALES

a. Generalidades

Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo 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.

La instalación incorporará todos los elementos y características necesarias para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico. El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.

Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.

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

Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.

Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar de la instalación, en lugar accesible para su consulta y verificación.

b. Sistemas generadores fotovoltaicos

Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61646, así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido (por ejemplo, Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT, Joint Research Centre Ispra, etc.), lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente.

El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha

de fabricación.

Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas en proyecto y en este pliego de condiciones técnicas. En caso de variaciones respecto de estas características, con carácter excepcional, deberá presentarse previamente a la Dirección Facultativa los certificados de los módulos y la justificación del cambio para su aprobación por ésta si procediera.

Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 10 \%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.

Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos, así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.

Se valorará positivamente una alta eficiencia de las células.

Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

c. Inversores

Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Auto-conmutados.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionarán en isla o modo aislado.

Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna.

- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones, mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red como micro-cortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.

Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA. Podrá ser externo al inversor.

Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

- El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superior a las CEM. Además, soportará picos de magnitud un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.
- Los valores de eficiencia al 25 % y 100 % de la potencia de salida nominal deberán ser superiores al 85 % y 88 % respectivamente (valores medidos incluyendo el transformador de salida, si lo hubiere) para inversores de potencia inferior a 5 kW, y del 90 % al 92 % para inversores mayores de 5 kW.
- El autoconsumo del inversor en modo nocturno ha de ser inferior al 0,5 % de su potencia nominal.
- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.

Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.

Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.

d. Cableado

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte CC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 % y los de la parte CA para que la caída de tensión sea inferior del 1,5%, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.

Se incluirá toda la longitud de cable CC y CA. Deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

e. Conexiones a red

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011 (artículo 13) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

f. Medidas

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1110/2007 (en los artículos 8 y 9) para medidas en baja tensión.

g. Protecciones

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011 (artículo 14) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja.

En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 48 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,15 Um y 0,85 Um respectivamente) serán para cada fase.

h. Puesta a tierra de las instalaciones FV

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011 (artículo 15) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja

tensión.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectados a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión (RD 842/2002).

i. Armónicos y compatibilidad electromagnética

La instalación fotovoltaica deberá cumplir el Nivel de Inmunidad CEI 1.000

Los armónicos que puede producir el inversor estarán dentro de los límites establecidos en la Guía sobre la calidad de la onda en las redes eléctricas de UNESA de acuerdo con la norma CEI 1000-3-2 (EN61000-3-2).

En la Tabla 1 se indican los niveles de compatibilidad electromagnéticas (CEM) para las tasas de los armónicos de tensión.

Armónicos impares no múltiplos de 3		Armónicos impares múltiplos de 3		Armónicos pares	
Orden n	TASA Armónicos %	Orden n	TASA Armónicos %	Orden n	TASA Armónicos %
5	6	3	5	2	1 ... 2,0
7	5	9	1,5	4	0,5 ... 1,0
11	3,5	15	0,3	6	0,5
13	3	21	0,2	8	0,5
17	2	>21	0,2	10	0,5
19	1,5			12	0,5
23	1,5			>12	0,2
25	1,5				0,2
>25	0,2+0,5(25/n)				

Tasa de distorsión armónica total admisible: 8%

Tabla 1. Nivel de compatibilidad para las tasas de armónicos de tensión.

En la Tabla 2 se fijan los límites de emisión de armónicos que deberán cumplir las instalaciones fotovoltaicas. Los mencionados límites de emisión son inferiores a los niveles de compatibilidad electromagnética (CEM) por tener en cuenta las perturbaciones que provienen tanto de los receptores conectados a esa misma red como de otros niveles de tensión.

Armónicos impares no múltiplos de 3		Armónicos impares múltiplos de 3		Armónicos pares	
Orden n	TASA Armónicos %	Orden n	TASA Armónicos %	Orden n	TASA Armónicos %
5	5	3	4	2	1,6
7	4	9	1,2	4	1
11	3	15	0,3	6	0,5
13	2,5	21	0,2	8	0,4
17	1,6	>21	0,2	10	0,4
19	1,2			12	0,2
23	1,2			>12	0,2
25	1,2				
>25	$0,2+0,5(25/n)$				

Tasa de distorsión armónica total admisible: 6,5%

Tabla 2. Límite de emisión para las tasas de armónicos de tensión.

Previamente a la puesta en servicio de la instalación fotovoltaica, la compañía eléctrica podrá realizar un análisis de la calidad de onda en el punto de conexión, a fin de verificar que se respetan las características de tensión reglamentarias, con el fin de asegurar que la nueva instalación conectada no afecta al resto de clientes de la compañía distribuidora por encima de los límites establecidos.

A fin de realizar las pruebas y un eventual registro de la onda en el punto de conexión, la compañía eléctrica podrá instalar, siempre que lo solicite, un analizador de red. En caso de incumplimiento de los límites establecidos anteriormente, se deberá desconectar la instalación fotovoltaica, y realizar las modificaciones oportunas en la misma, con objeto de que se cumplan los reglamentos en vigor y las normas de ENDESA, UNESA, y CE.

Asimismo, el productor deberá entregar, previo a la puesta en servicio de las instalaciones, certificado de cumplimiento de los niveles de emisión de armónicos de la instalación fotovoltaica, de acuerdo con el art.16 R.D. 1699/2011.

6 DOCUMENTACIÓN A APORTAR

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

Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en español para facilitar su correcta interpretación.

Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.

Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este PCT, serán como mínimo las siguientes:

- Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.
- Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.
- Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:
 - Entrega de toda la documentación requerida en este PCT.
 - Retirada de obra de todo el material sobrante.
 - Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.
 - Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.
 - No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

ANEJO 8: ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA

1. PÉRDIDAS DEL SISTEMA

Para conocer la viabilidad económica de la instalación, debemos conocer la previsión de la producción fotovoltaica del sistema diseñado.

Para ello, utilizaremos la siguiente ecuación recogida en la norma UNE IEC 61724 (norma estándar europea donde se describen las recomendaciones generales para el análisis del comportamiento eléctrico de los sistemas fotovoltaicos, tanto conectados a la red como autónomos):

$$E_{generada}(kWh) = \frac{Irradiancia \left(\frac{W}{m^2}\right) \cdot P_{pico,inst} \cdot PR_{global} \cdot horas}{1000}$$

Donde:

Egenerada = Energía medida en kWh inyectada a la red (producción fotovoltaica).

Irradiancia (w/m2) = Irradiación incidente en el plano del generador medida en W/m2, teniendo en cuenta α el azimut del generador y β su ángulo inclinación sobre la horizontal.

Ppico = Potencia máxima del generador fotovoltaico en CEM, en kWp.

PRglobal = Performance Ratio (rendimiento global de la instalación).

Así, para calcular la producción, dado que ya conocemos la irradiancia de referencia y la potencia máxima de la instalación (55,2KWp), solo será necesario calcular el PR y la Irradiación anual (que la extraeremos de las bases de datos del PVgis).

Para realizar el cálculo del rendimiento global (PR), hay que calcular todas las pérdidas de la instalación fotovoltaica, siguiendo la siguiente expresión:

$$PR_{global} = (1 - L_{temp}) \cdot (1 - L_{incl}) \cdot (1 - L_{suc}) \dots \cdot (1 - L_{inv})$$

Así, calcularemos las siguientes pérdidas:

- Pérdidas por temperaturas de la célula distintas a las de condiciones STC.
- Pérdidas por orientación e inclinación de los módulos diferentes al óptimo.
- Pérdidas debido al polvo y suciedad que se acumula en los módulos.
- Pérdidas por sombreados parciales.
- Pérdidas por cableado.

- Pérdidas de potencia por dispersión de parámetros entre módulos.
- Pérdidas por reflectancia angular y espectral.
- Pérdidas por falta de disponibilidad de la instalación.
- Pérdidas del inversor.

En primer lugar, para el cálculo de las pérdidas por temperatura se acudirá al PVGIS para obtener las temperaturas medias de cada mes, aunque las que emplearemos para el cálculo serán únicamente las de horario diurno, que es cuando estarán produciendo energía las placas:

	1	2	3	4	5
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo
Tmedia diurna (°C)	7,02	8,22	11,86	14,76	19,18
Tmedia diaria (°C)	5,00	6,43	9,57	12,85	17,55

6	7	8	9	10	11	12
Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
24,49	28,42	28,16	23,10	17,63	10,85	7,69
22,89	26,88	26,14	21,35	15,56	9,30	5,77

Con estas temperaturas será posible calcular la temperatura de funcionamiento de la célula mediante la siguiente expresión:

$$T_{cell} = T_{amb} + \frac{E}{800} \cdot (TONC - 20)$$

Donde TONC es la temperatura de operación nominal de la célula, que como se ha comentado anteriormente para este módulo tiene un valor de 42°C según las especificaciones, y E es la radiación solar para condiciones STC (1000 W/m²).

Con estos datos ya es posible calcular la temperatura media de la célula para cada mes, resultando:

Mes	Tcell
Enero	34,52
Febrero	35,72
Marzo	39,36
Abril	42,26
Mayo	46,68
Junio	51,99

Julio	55,92
Agosto	55,66
Septiembre	50,60
Octubre	45,13
Noviembre	38,35
Diciembre	35,19

Para obtener las pérdidas por temperatura será necesario emplear la siguiente fórmula:

$$L_{temp} = g \cdot (T_{cell} - 25)$$

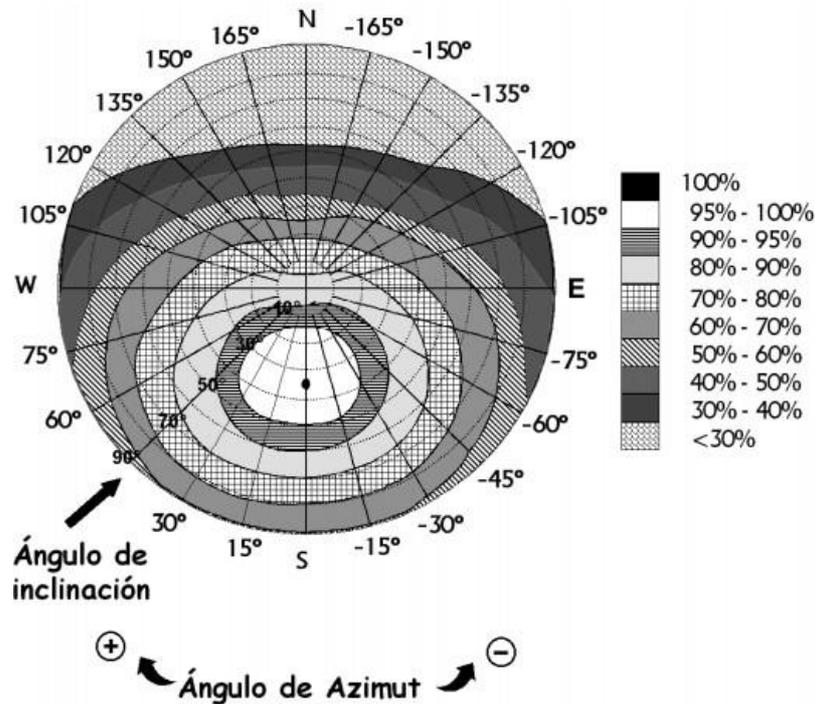
Siendo g el coeficiente de temperatura de la potencia, que según especificaciones es de -0,38%.

Por lo tanto, se pueden calcular las pérdidas mensuales por temperatura:

Mes	T _{cell}	Pérdidas por temperatura
Enero	34,52	0,04
Febrero	35,72	0,04
Marzo	39,36	0,05
Abril	42,26	0,07
Mayo	46,68	0,08
Junio	51,99	0,10
Julio	55,92	0,12
Agosto	55,66	0,12
Septiembre	50,60	0,10
Octubre	45,13	0,08
Noviembre	38,35	0,05
Diciembre	35,19	0,04

Finalmente, haciendo el promedio de las pérdidas por meses, obtenemos que las pérdidas de potencia por temperatura medias anuales en la instalación son cercanas al **7%**.

Para el cálculo de las pérdidas por inclinación y orientación, en el Anexo II del Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE hay una guía que permite realizar una estimación, mediante la siguiente figura:



Seleccionando los 35° de inclinación de los paneles y el ángulo de azimut de la cubierta de aproximadamente 35°, se puede ver que el rendimiento es entre el 95% y el 100%, por lo que se estiman únicamente unas pérdidas del **2,5%**.

En referencia a las pérdidas por polvo y suciedad acumulados en los módulos, cabe mencionar que la parcela de la nave está rodeada de otras parcelas sin construir, donde puede ser más frecuente el levantamiento de polvo que acabe depositándose sobre los módulos. A su vez, hay que considerar que los 35° de inclinación de los paneles facilitará que la suciedad deslice sobre los mismos, siendo más complicado que se pose. Por todo esto, se estimarán unas pérdidas del **3%**.

Para las pérdidas por sombreados parciales se usarán los datos extraídos de la simulación de la planta fotovoltaica con el programa PVSOL, el cual calcula unas pérdidas por sombreados de aproximadamente **0,25%**.

Por otro lado, las pérdidas de cableado ya se han calculado en la memoria, tras realizar el dimensionamiento, dando como resultado un **0,56%** de pérdidas de potencia.

En cuanto a las pérdidas por dispersión de parámetros entre módulos, producidas por la conexión en serie de paneles con valores de intensidad no exactamente idénticos, se estimará en un **2%**.

En la referido a las pérdidas por reflectancia angular y espectral, se producen porque la radiación solar no siempre índice perpendicular y con un espectro estándar AM 1.5. Según el IDAE suelen

estar entre un 2% y un 6%, sugiriendo un valor medio anual del **3%**, que es el valor que se usará para el proyecto.

El factor de pérdidas por disponibilidad de la instalación se considerará de un **0.5%**, ya que, al disponer de dos inversores, la interrupción del funcionamiento correcto de ambos no afectará tanto como en otro tipo de instalación con un único inversor.

Por último, las pérdidas del inversor (más restrictivo) se calculan atendiendo al dato de la eficiencia europea que aparece en las especificaciones, y que toma un valor de 98,3% en este caso, lo cual supone unas pérdidas de:

$$L_{inv}(\%) = 100 - 98,3 = \mathbf{1,7\%}$$

En la siguiente tabla se puede ver un resumen de las pérdidas de potencia de la instalación calculadas y estimadas:

Pérdidas (%)	
Pérdidas temperatura	7,00%
Pérdidas inclinación y orientación	2,50%
Pérdidas por suciedad	3,00%
Pérdidas por sombras	0,25%
Pérdidas por cableado	0,56%
Pérdidas disparidad parámetros	2,00%
Pérdidas por reflectancia	3,00%
Pérdidas por disponibilidad	0.50%
Pérdidas del inversor	1,70%

Una vez calculadas todas las pérdidas, ya se puede obtener el Performance Ratio (PR), o rendimiento global de la instalación fotovoltaica, que se obtendrá de forma mensual para posteriormente tener una mayor exactitud a la hora de calcular la producción de la planta.

$$PR_{global} = (1 - L_{temp}) \cdot (1 - L_{incl}) \cdot (1 - L_{suc}) \dots \cdot (1 - L_{inv})$$

Mes	PR GLOBAL MES
Enero	0,841
Febrero	0,837
Marzo	0,825
Abril	0,815
Mayo	0,800
Junio	0,783
Julio	0,770
Agosto	0,771
Septiembre	0,787
Octubre	0,806
Noviembre	0,828
Diciembre	0,838
PRglobal=	0,808

Por lo tanto, el rendimiento global medio de la instalación será de un 80,8% aproximadamente, siendo ligeramente mayor los meses de invierno, y menor los meses de verano.

2. PRODUCCIÓN ENERGÉTICA

Una vez obtenido el valor del PR, recordando la ecuación que se utiliza para obtener la producción energética:

$$E_{generada} (kWh) = \frac{\text{Irradiancia} \left(\frac{W}{m^2}\right) \cdot P_{pico,inst} \cdot PR_{global} \cdot horas}{1000}$$

Donde:

Egenerada = Energía medida en kWh inyectada a la red (producción fotovoltaica).

Irradiancia (w/m2) = Irradiación incidente en el plano del generador medida en W/m2, teniendo en cuenta α el azimut del generador y β su ángulo inclinación sobre la horizontal.

Ppico = Potencia máxima del generador fotovoltaico en CEM, en kWp.

PRglobal = Performance Ratio (rendimiento global de la instalación).

Procedemos a extraer de la base de datos del PVGIS – SARA2 los valores de irradiación de un día medio de cada mes desglosado por horas para finalmente calcular la energía generada de la forma más aproximada a la realidad posible. Se adjuntan al final del anejo los documentos utilizados para confeccionar las siguientes tablas.

BASE DE DATOS PVGIS-SARA2

Los datos de la irradiación obtenidos son los siguientes:

Irradiación (w/m ²) año 2020					
	1	2	3	4	5
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo
0:45	0	0	0	0	0
1:45	0	0	0	0	0
2:45	0	0	0	0	0
3:45	0	0	0	0	0
4:45	0	0	0	0	0
5:45	0	0	0	0	3
6:45	0	0	0	23	58
7:45	0	1	36	78	101
8:45	34	66	133	206	250
9:45	192	235	324	389	446
10:45	357	416	500	556	611
11:45	490	567	643	700	747
12:45	585	643	724	779	837
13:45	610	708	774	825	835
14:45	578	677	747	759	797
15:45	486	599	644	668	704
16:45	340	452	499	530	554
17:45	3	206	299	333	371
18:45	0	0	19	127	173
19:45	0	0	0	0	8
20:45	0	0	0	0	0
21:45	0	0	0	0	0
22:45	0	0	0	0	0
23:45	0	0	0	0	0
MAX	610,00	708,00	774,00	825,00	837,00
HSP DIARIA	3,68	4,57	5,34	5,97	6,50

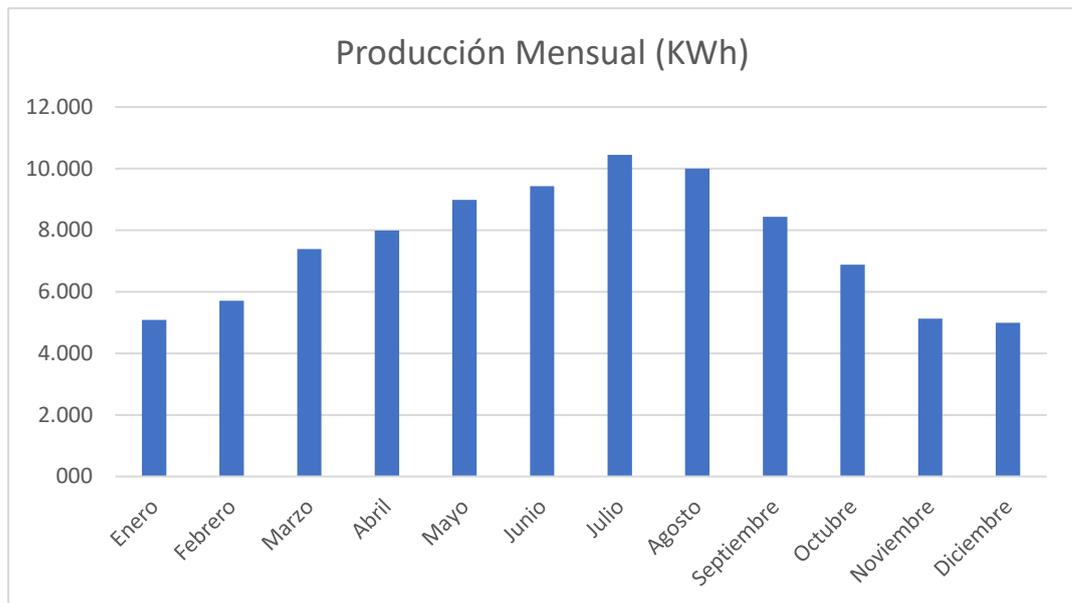
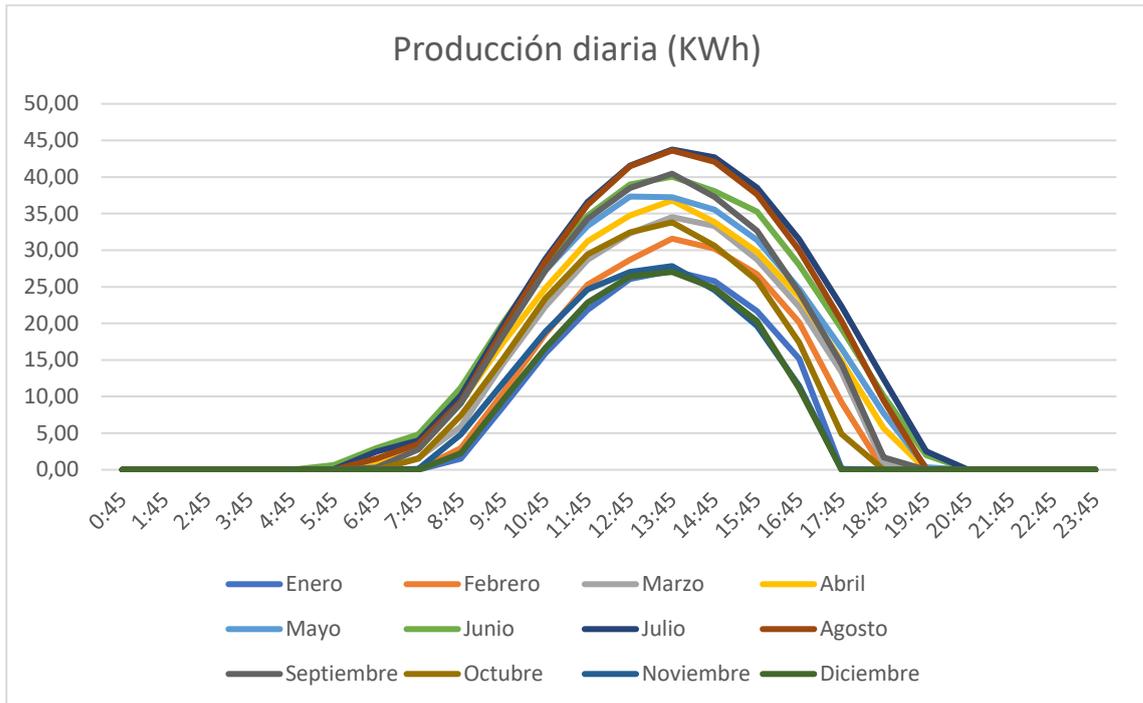
Irradancia (w/m2) año 2020					
	6	7	8	9	10
	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre
0:45	0	0	0	0	0
1:45	0	0	0	0	0
2:45	0	0	0	0	0
3:45	0	0	0	0	0
4:45	0	0	0	0	0
5:45	14	2	0	0	0
6:45	66	55	34	7	0
7:45	108	90	79	62	34
8:45	251	228	209	203	166
9:45	450	442	427	410	339
10:45	633	646	637	610	525
11:45	778	820	811	768	660
12:45	874	932	930	863	727
13:45	898	981	978	907	758
14:45	853	957	943	836	686
15:45	791	864	844	732	580
16:45	628	706	673	543	390
17:45	432	500	455	323	109
18:45	226	277	212	38	0
19:45	45	56	2	0	0
20:45	0	0	0	0	0
21:45	0	0	0	0	0
22:45	0	0	0	0	0
23:45	0	0	0	0	0
MAX	898,00	981,00	978,00	907,00	758,00
HSP DIARIA	7,05	7,56	7,23	6,30	4,97

Irradancia (w/m2) año 2020		
	11	12
	Noviembre	Diciembre
0:45	0	0
1:45	0	0
2:45	0	0
3:45	0	0
4:45	0	0
5:45	0	0
6:45	0	0
7:45	3	0
8:45	108	51
9:45	266	213
10:45	423	373
11:45	552	512
12:45	606	592
13:45	624	606
14:45	550	556
15:45	441	455
16:45	257	249
17:45	0	0
18:45	0	0
19:45	0	0
20:45	0	0
21:45	0	0
22:45	0	0
23:45	0	0
MAX	624,00	606,00
HSP DIARIA	3,83	3,61

Energía Generada (Kwh)					
	1	2	3	4	5
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo
0:45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,13
6:45	0,00	0,00	0,00	1,03	2,59
7:45	0,00	0,04	1,61	3,48	4,50
8:45	1,52	2,94	5,93	9,19	11,15
9:45	8,56	10,48	14,45	17,35	19,89
10:45	15,92	18,55	22,30	24,80	27,25
11:45	21,85	25,29	28,68	31,22	33,32
12:45	26,09	28,68	32,29	34,74	37,33
13:45	27,21	31,58	34,52	36,80	37,24
14:45	25,78	30,20	33,32	33,85	35,55
15:45	21,68	26,72	28,72	29,79	31,40
16:45	15,16	20,16	22,26	23,64	24,71
17:45	0,13	9,19	13,34	14,85	16,55
18:45	0,00	0,00	0,85	5,66	7,72
19:45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,36
20:45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21:45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL DIARIA (kwh)	163,91	203,83	238,26	266,41	289,69
TOTAL MES (KWh)	5.081,24	5.707,22	7.386,11	7.992,16	8.980,31

Energía Generada (Kwh)					
	6	7	8	9	10
	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre
0:45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:45	0,62	0,09	0,00	0,00	0,00
6:45	2,94	2,45	1,52	0,31	0,00
7:45	4,82	4,01	3,52	2,77	1,52
8:45	11,20	10,17	9,32	9,05	7,40
9:45	20,07	19,71	19,04	18,29	15,12
10:45	28,23	28,81	28,41	27,21	23,42
11:45	34,70	36,57	36,17	34,25	29,44
12:45	38,98	41,57	41,48	38,49	32,43
13:45	40,05	43,75	43,62	40,45	33,81
14:45	38,05	42,68	42,06	37,29	30,60
15:45	35,28	38,54	37,64	32,65	25,87
16:45	28,01	31,49	30,02	24,22	17,39
17:45	19,27	22,30	20,29	14,41	4,86
18:45	10,08	12,35	9,46	1,69	0,00
19:45	2,01	2,50	0,09	0,00	0,00
20:45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21:45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL DIARIA (kwh)	314,31	337,01	322,65	281,08	221,85
TOTAL MES (KWh)	9.429,22	10.447,30	10.002,09	8.432,38	6.877,30

Energía Generada (Kwh)		
	11	12
	Noviembre	Diciembre
0:45	0,00	0,00
1:45	0,00	0,00
2:45	0,00	0,00
3:45	0,00	0,00
4:45	0,00	0,00
5:45	0,00	0,00
6:45	0,00	0,00
7:45	0,13	0,00
8:45	4,82	2,27
9:45	11,86	9,50
10:45	18,87	16,64
11:45	24,62	22,84
12:45	27,03	26,40
13:45	27,83	27,03
14:45	24,53	24,80
15:45	19,67	20,29
16:45	11,46	11,11
17:45	0,00	0,00
18:45	0,00	0,00
19:45	0,00	0,00
20:45	0,00	0,00
21:45	0,00	0,00
22:45	0,00	0,00
23:45	0,00	0,00
TOTAL DIARIA (kwh)	170,82	160,88
TOTAL MES (KWh)	5.124,72	4.987,22



Producción anual = **90.447,27 KWh**

3. VIABILIDAD ECONÓMICA

Para realizar un estudio de viabilidad económica, se necesita conocer el consumo energético que se va a realizar en la instalación. Como se ha indicado, el uso de la nave es desconocido y la nave es de nueva construcción; por lo que para realizar dicha comparación se van a utilizar datos extraídos de los consumos mensuales de una nave de 9.000 m²; sacando dicho consumo por m²:

Mes	KWh Prod	KWh demandado nave 9000m ²	Kwh/m ²	Kwh demandado nave 23.203 m ²	Kwh en Auto consumo	KWh importado
Enero	5.081,24	2.352,00	0,26	6.063,72	5.081,24	982,48
Febrero	5.707,22	2.116,80	0,24	5.457,35	5.457,35	0,00
Marzo	7.386,11	2.229,60	0,25	5.748,16	5.748,16	0,00
Abril	7.992,16	2.256,00	0,25	5.816,22	5.816,22	0,00
Mayo	8.980,31	2.288,40	0,25	5.899,75	5.899,75	0,00
Junio	9.429,22	2.358,00	0,26	6.079,19	6.079,19	0,00
Julio	10.447,30	2.604,00	0,29	6.713,40	6.713,40	0,00
Agosto	10.002,09	844,30	0,09	2.176,70	2.176,70	0,00
Septiembre	8.432,38	2.300,40	0,26	5.930,69	5.930,69	0,00
Octubre	6.877,30	2.856,60	0,32	7.364,63	6.877,30	487,33
Noviembre	5.124,72	2.397,60	0,27	6.181,28	5.124,72	1.056,56
Diciembre	4.987,22	2.280,00	0,25	5.878,09	4.987,22	890,88
ANUAL	90.447,27	26.883,70		69.309,17	65.891,92	3.417,24

A modo de comprobación de que los datos se aproximan a un consumo real de la nave proyectada, se calcula un consumo estimado basándose en lo descrito en el reglamento electrotécnico para baja tensión del año 2021. En el que se especifica que, para edificios destinados a concentración de industrias se considerará un consumo mensual mínimo de 125W por m² y plata.

En nuestro caso, al contar con 23.203 m² y 2 plantas; será de 69.609 KWh anual. Dato muy similar del que obtenemos como resultado de transformar el consumo de una nave de 9.000 m² a una de 23.203 m².

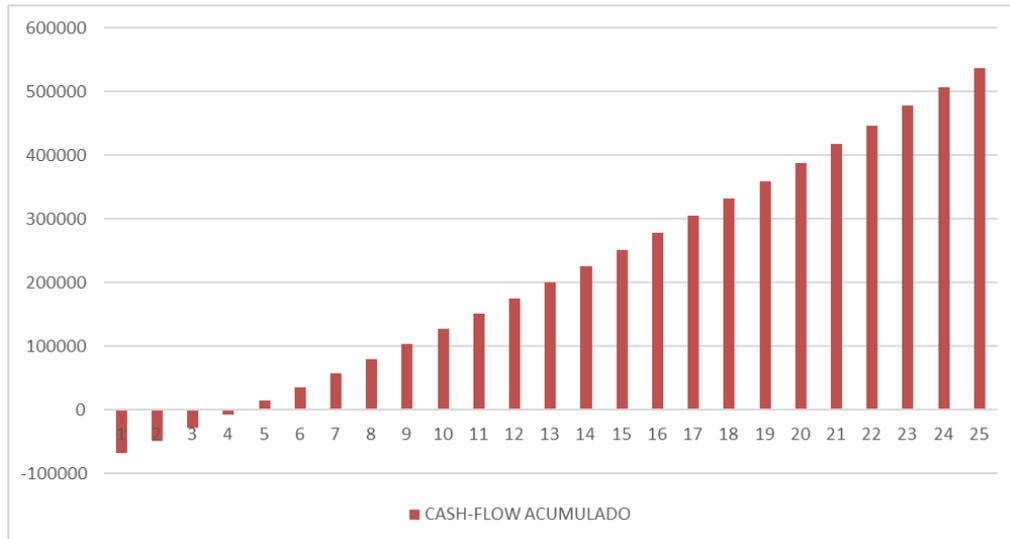
Teniendo en cuenta los siguientes datos económicos:

- Precio de la energía en agosto 2022.
- Costes de mantenimiento y seguros estimados según otros proyectos.
- Media del IPC de los últimos 10 años aproximada.
- Presupuesto de la instalación.
- Perdida de potencia del sistema basada en otros proyectos.

DATOS ECONÓMICOS DE LA INSTALACIÓN	
Inversion	68.056 €
Costes anuales mantenimiento, seguro, etc...	2.500 €
IPC	2,0%
Tarifa	0,3600 €/kWh
Perdida de potencia anual	1,5%

Obtenemos la siguiente tabla de ahorro económico:

AÑO	Producción Energía	Kwh anual autoconsumidos	Kwh anual importados	Precio Energía	Ahorro	Mantenimiento y Seguro	Ahorro Neto	CASH-FLOW	CASH-FLOW ACUMULADO
0								-68.056 €	-68.056 €
1	90447 kWh	65892 kWh	3417 kWh	0,360 €/kWh	22.491 €	2.500 €	19.991 €	19.991 €	-48.066 €
2	89091 kWh	65892 kWh	3417 kWh	0,367 €/kWh	22.941 €	2.550 €	20.391 €	20.391 €	-27.675 €
3	87754 kWh	65892 kWh	3417 kWh	0,375 €/kWh	23.400 €	2.601 €	20.799 €	20.799 €	-6.876 €
4	86438 kWh	65892 kWh	3417 kWh	0,382 €/kWh	23.868 €	2.653 €	21.214 €	21.214 €	14.338 €
5	85141 kWh	65892 kWh	3417 kWh	0,390 €/kWh	24.345 €	2.706 €	21.639 €	21.639 €	35.977 €
6	83864 kWh	65892 kWh	3417 kWh	0,397 €/kWh	24.832 €	2.760 €	22.072 €	22.072 €	58.048 €
7	82606 kWh	65892 kWh	3417 kWh	0,405 €/kWh	25.328 €	2.815 €	22.513 €	22.513 €	80.561 €
8	81367 kWh	65892 kWh	3417 kWh	0,414 €/kWh	25.835 €	2.872 €	22.963 €	22.963 €	103.525 €
9	80147 kWh	65892 kWh	3417 kWh	0,422 €/kWh	26.352 €	2.929 €	23.423 €	23.423 €	126.947 €
10	78944 kWh	65892 kWh	3417 kWh	0,430 €/kWh	26.879 €	2.988 €	23.891 €	23.891 €	150.838 €
11	77760 kWh	65892 kWh	3417 kWh	0,439 €/kWh	27.416 €	3.047 €	24.369 €	24.369 €	175.207 €
12	76594 kWh	65892 kWh	3417 kWh	0,448 €/kWh	27.965 €	3.108 €	24.856 €	24.856 €	200.063 €
13	75445 kWh	65892 kWh	3417 kWh	0,457 €/kWh	28.524 €	3.171 €	25.353 €	25.353 €	225.416 €
14	74313 kWh	65892 kWh	3417 kWh	0,466 €/kWh	29.094 €	3.234 €	25.860 €	25.860 €	251.277 €
15	73199 kWh	65892 kWh	3417 kWh	0,475 €/kWh	29.676 €	3.299 €	26.378 €	26.378 €	277.654 €
16	72101 kWh	65892 kWh	3417 kWh	0,485 €/kWh	30.270 €	3.365 €	26.905 €	26.905 €	304.559 €
17	71019 kWh	65892 kWh	3417 kWh	0,494 €/kWh	30.875 €	3.432 €	27.443 €	27.443 €	332.002 €
18	69954 kWh	65892 kWh	3417 kWh	0,504 €/kWh	31.493 €	3.501 €	27.992 €	27.992 €	359.995 €
19	68905 kWh	65892 kWh	3417 kWh	0,514 €/kWh	32.123 €	3.571 €	28.552 €	28.552 €	388.546 €
20	67871 kWh	65892 kWh	3417 kWh	0,524 €/kWh	32.765 €	3.642 €	29.123 €	29.123 €	417.669 €
21	66853 kWh	65892 kWh	3417 kWh	0,535 €/kWh	33.420 €	3.715 €	29.705 €	29.705 €	447.375 €
22	65850 kWh	65850 kWh	3459 kWh	0,546 €/kWh	34.043 €	3.789 €	30.254 €	30.254 €	477.629 €
23	64862 kWh	64862 kWh	4447 kWh	0,557 €/kWh	33.624 €	3.865 €	29.759 €	29.759 €	507.388 €
24	63889 kWh	63889 kWh	5420 kWh	0,568 €/kWh	33.192 €	3.942 €	29.250 €	29.250 €	536.638 €
25	62931 kWh	62931 kWh	6378 kWh	0,579 €/kWh	32.746 €	4.021 €	28.725 €	28.725 €	565.363 €
26	61987 kWh	61987 kWh	7322 kWh	0,591 €/kWh	32.286 €	4.102 €	28.185 €	28.185 €	593.548 €
27	61057 kWh	61057 kWh	8252 kWh	0,602 €/kWh	31.812 €	4.184 €	27.628 €	27.628 €	621.176 €
28	60141 kWh	60141 kWh	9168 kWh	0,614 €/kWh	31.322 €	4.267 €	27.055 €	27.055 €	648.231 €
29	59239 kWh	59239 kWh	10070 kWh	0,627 €/kWh	30.818 €	4.353 €	26.465 €	26.465 €	674.696 €
30	58351 kWh	58351 kWh	10958 kWh	0,639 €/kWh	30.298 €	4.440 €	25.858 €	25.858 €	700.555 €
31	57475 kWh	57475 kWh	11834 kWh	0,652 €/kWh	29.763 €	4.528 €	25.234 €	25.234 €	725.789 €
32	56613 kWh	56613 kWh	12696 kWh	0,665 €/kWh	29.211 €	4.619 €	24.592 €	24.592 €	750.381 €
33	55764 kWh	55764 kWh	13545 kWh	0,678 €/kWh	28.643 €	4.711 €	23.932 €	23.932 €	774.312 €
34	54928 kWh	54928 kWh	14382 kWh	0,692 €/kWh	28.058 €	4.806 €	23.252 €	23.252 €	797.565 €
35	54104 kWh	54104 kWh	15205 kWh	0,706 €/kWh	27.456 €	4.902 €	22.554 €	22.554 €	820.119 €
36	53292 kWh	53292 kWh	16017 kWh	0,720 €/kWh	26.837 €	5.000 €	21.837 €	21.837 €	841.956 €
37	52493 kWh	52493 kWh	16816 kWh	0,734 €/kWh	26.199 €	5.100 €	21.100 €	21.100 €	863.056 €
38	51705 kWh	51705 kWh	17604 kWh	0,749 €/kWh	25.544 €	5.202 €	20.342 €	20.342 €	883.398 €
39	50930 kWh	50930 kWh	18379 kWh	0,764 €/kWh	24.869 €	5.306 €	19.564 €	19.564 €	902.962 €
40	50166 kWh	50166 kWh	19143 kWh	0,779 €/kWh	24.176 €	5.412 €	18.764 €	18.764 €	921.726 €



Una vez determinado el ahorro económico que supone la instalación, se evaluará el periodo de retorno, el VAN, y el TIR:

- El periodo de retorno es de 4 años.
- Valor Actual Neto (VAN): Es uno de los indicadores financieros para valorar y determinar la viabilidad y la rentabilidad de un proyecto de inversión, más conocidos y utilizados. Se determina mediante la actualización de los flujos de gastos e ingresos futuros del proyecto, menos la inversión inicial. Si el resultado de esta operación es positivo, es decir, si refleja ganancia se puede decir que el proyecto es viable. Se trata de la suma de todos los flujos de caja netos actualizados al momento inicial, a una tasa de descuento (k), que en este caso será 7%.

$$VAN = -D + \sum_{j=1}^n \frac{F_j}{(1+k)^j}$$

- Tasa Interna de Rendimiento (TIR): consiste en la tasa de descuento que hace 0 el VAN, y se basa en calcular la tasa de interés que iguala el valor actual de las entradas de capital al coste de la inversión:

$$0 = -D + \sum_{j=1}^n \frac{F_j}{(1+TIR)^j}$$

ANTEPROYECTO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO DE 55,20 kWp EN LA CUBIERTA PLANA DE UNA NAVE INDUSTRIAL EN VICÁLVARO, MADRID.

AÑO	Ahorro	Mantenimiento y Seguro	Ahorro Neto	CASH-FLOW	CASH-FLOW ACUMULADO	VAN	TIR
0				-68.056 €	-68.056 €		
1	22.491 €	2.500 €	19.991 €	19.991 €	-48.066 €		
2	22.941 €	2.550 €	20.391 €	20.391 €	-27.675 €		
3	23.400 €	2.601 €	20.799 €	20.799 €	-6.876 €		
4	23.868 €	2.653 €	21.214 €	21.214 €	14.338 €		
5	24.345 €	2.706 €	21.639 €	21.639 €	35.977 €		
6	24.832 €	2.760 €	22.072 €	22.072 €	58.048 €		
7	25.328 €	2.815 €	22.513 €	22.513 €	80.561 €		
8	25.835 €	2.872 €	22.963 €	22.963 €	103.525 €		
9	26.352 €	2.929 €	23.423 €	23.423 €	126.947 €		
10	26.879 €	2.988 €	23.891 €	23.891 €	150.838 €		
11	27.416 €	3.047 €	24.369 €	24.369 €	175.207 €		
12	27.965 €	3.108 €	24.856 €	24.856 €	200.063 €		
13	28.524 €	3.171 €	25.353 €	25.353 €	225.416 €		
14	29.094 €	3.234 €	25.860 €	25.860 €	251.277 €		
15	29.676 €	3.299 €	26.378 €	26.378 €	277.654 €		
16	30.270 €	3.365 €	26.905 €	26.905 €	304.559 €		
17	30.875 €	3.432 €	27.443 €	27.443 €	332.002 €		
18	31.493 €	3.501 €	27.992 €	27.992 €	359.995 €		
19	32.123 €	3.571 €	28.552 €	28.552 €	388.546 €		
20	32.765 €	3.642 €	29.123 €	29.123 €	417.669 €		
21	33.420 €	3.715 €	29.705 €	29.705 €	447.375 €		
22	34.043 €	3.789 €	30.254 €	30.254 €	477.629 €		
23	33.624 €	3.865 €	29.759 €	29.759 €	507.388 €		
24	33.192 €	3.942 €	29.250 €	29.250 €	536.638 €		
25	32.746 €	4.021 €	28.725 €	28.725 €	565.363 €	214.425,38 €	31,32 %
26	32.286 €	4.102 €	28.185 €	28.185 €	593.548 €		
27	31.812 €	4.184 €	27.628 €	27.628 €	621.176 €		
28	31.322 €	4.267 €	27.055 €	27.055 €	648.231 €		
29	30.818 €	4.353 €	26.465 €	26.465 €	674.696 €		
30	30.298 €	4.440 €	25.858 €	25.858 €	700.555 €	233.155,77 €	31,35 %
31	29.763 €	4.528 €	25.234 €	25.234 €	725.789 €		
32	29.211 €	4.619 €	24.592 €	24.592 €	750.381 €		
33	28.643 €	4.711 €	23.932 €	23.932 €	774.312 €		
34	28.058 €	4.806 €	23.252 €	23.252 €	797.565 €		
35	27.456 €	4.902 €	22.554 €	22.554 €	820.119 €		
36	26.837 €	5.000 €	21.837 €	21.837 €	841.956 €	246.624,27 €	31,36 %
37	26.199 €	5.100 €	21.100 €	21.100 €	863.056 €		
38	25.544 €	5.202 €	20.342 €	20.342 €	883.398 €		
39	24.869 €	5.306 €	19.564 €	19.564 €	902.962 €		
40	24.176 €	5.412 €	18.764 €	18.764 €	921.726 €	250.830,57 €	31,36 %

Las conclusiones después del estudio de viabilidad económica son las siguientes:

- Se empieza a amortizar la inversión en el quinto año desde la construcción.
- Dado que el edificio no tiene uso definido, los datos de viabilidad económica son orientativos. A pesar de ello, por un lado, se han hecho hipótesis más bien desfavorables a falta de algunos datos; y, además, por los resultados obtenidos, tanto de ahorro como en los indicadores de financieros, habría margen para poder rentabilizar la inversión.
- A pesar de no vender excedentes, por la aplicación de la normativa y por la situación de la nave industrial (polígono casi sin urbanizar en el cual las edificaciones colindantes ya disponen de placas solares) se cubre casi la totalidad de la factura mensual, exceptuando los meses de octubre, noviembre, diciembre y enero.
- Con todo esto, se concluye que la instalación fotovoltaica es viable económicamente hablando.

4. DOCUMENTOS PVGIS (IRRADACIÓN)

Se adjuntan, a continuación, los documentos con los datos de irradiancia extraídos de la base de datos de PVGIS:



Informe creado el

PVGIS-5 base de datos de irradiación geoespacial

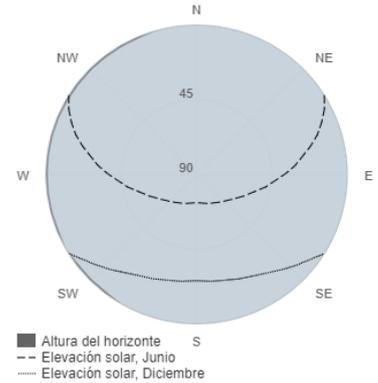
Datos proporcionados

Latitud/Longitud: 40.407,-3.581
 Horizonte: Calculado
 Base de datos: PVGIS-SARAH2
 Año inicial: 2020
 Año final: 2020

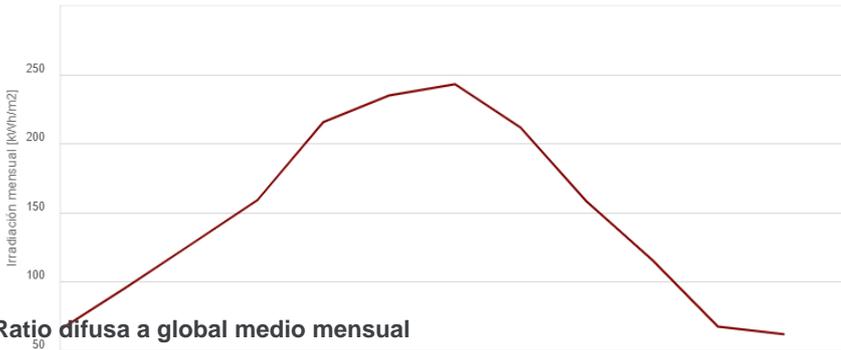
Variables incluidas en este informe:

Irradiación global horizontal: Si
 Irradiación directa normal: No
 Irradiación global con el ángulo óptimo: No
 Irradiación global con el ángulo °: No
 Ratio difusa/global: Si
 Temperatura media: Si

Perfil del horizonte en la localización seleccionada



Irradiación solar mensual



Irradiación global horizontal

Mes	2020
Enero	65.4
Febrero	95.84
Marzo	127.32
Abril	159.04
Mayo	215.34
Junio	234.62
Julio	242.8
Agosto	211.46
Septiembre	158.1
Octubre	115.71
Noviembre	67.51
Diciembre	62.01

Ratio difusa a global medio mensual



Month	2020
Enero	0.42
Febrero	0.33
Marzo	0.39
Abril	0.42
Mayo	0.3
Junio	0.29
Julio	0.25
Agosto	0.27
Septiembre	0.32
Octubre	0.35
Noviembre	0.43
Diciembre	0.41

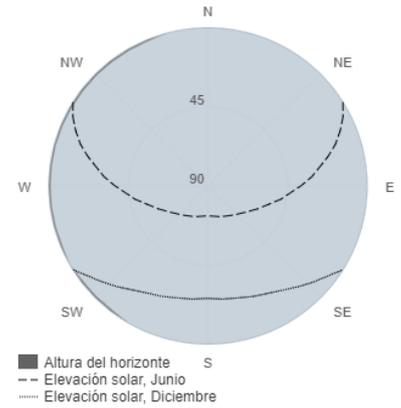
Datos diarios de irradiancia

PVGIS-5 base de datos de irradiación geoespacial

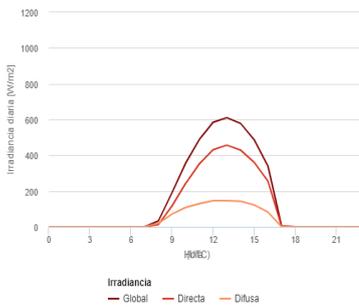
Datos proporcionados

Latitud/Longitud: 40.407,-3.581
 Horizonte: Calculado
 Base de datos: PVGIS-SARAH2
 Mes: Enero

Perfil del horizonte en la localización seleccionada



Irradiancia media diaria sobre plano fijo con una inclinación 35° and azimuth 35°

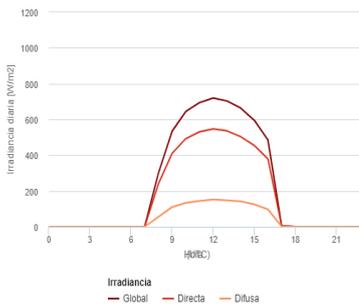


Irradiancia media diaria sobre plano fijo

Hora	00:45	01:45	02:45	03:45	04:45	05:45	06:45	07:45	08:45	09:45	10:45	11:45	12:45	13:45	14:45	15:45	16:45	17:45	18:45	19:45	20:45	21:45	22:45	23:45
G(i)	0	0	0	0	0	0	0	0	34	192	357	490	585	610	578	486	340	3	0	0	0	0	0	0
Gb(i)	0	0	0	0	0	0	0	0	13	117	244	354	431	456	429	360	255	2	0	0	0	0	0	0
Gd(i)	0	0	0	0	0	0	0	0	20	71	108	130	147	147	143	122	83	1	0	0	0	0	0	0

G(i): Irradiancia global sobre plano fijo [W/m2].
 Gb(i): Irradiancia directa sobre plano fijo [W/m2].
 Gd(i): Irradiancia difusa sobre plano fijo [W/m2].

Irradiancia media diaria sobre un plano con seguimiento solar

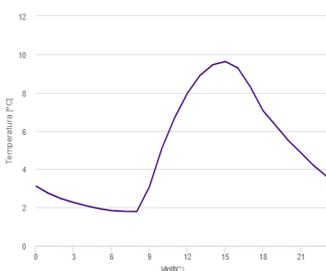


Irradiancia sobre un plano con seguimiento solar

Hora	00:45	01:45	02:45	03:45	04:45	05:45	06:45	07:45	08:45	09:45	10:45	11:45	12:45	13:45	14:45	15:45	16:45	17:45	18:45	19:45	20:45	21:45	22:45	23:45
G(n)	0	0	0	0	0	0	0	0	299	533	644	694	719	703	664	596	485	5	0	0	0	0	0	0
Gb(n)	0	0	0	0	0	0	0	0	240	410	492	530	547	536	503	454	379	4	0	0	0	0	0	0
Gd(n)	0	0	0	0	0	0	0	0	55	110	134	144	152	148	142	126	97	1	0	0	0	0	0	0

G(n): Irradiancia global sobre un plano con seguimiento a dos ejes [W/m2].
 Gb(n): Irradiancia directa normal [W/m2].
 Gd(n): Irradiancia difusa sobre un plano con seguimiento a dos ejes [W/m2].

Perfil de temperatura media diaria



Perfil de temperatura media diaria

Hora	00:45	01:45	02:45	03:45	04:45	05:45	06:45	07:45	08:45	09:45	10:45	11:45	12:45	13:45	14:45	15:45	16:45	17:45	18:45	19:45	20:45	21:45	22:45	23:45
T2m	3.12	2.74	2.46	2.26	2.08	1.94	1.83	1.79	1.78	3.08	5.11	6.69	7.96	8.9	9.45	9.63	9.29	8.29	7.05	6.28	5.5	4.85	4.19	3.64

T2m: Perfil de temperatura media diaria [°C].

La Comisión Europea mantiene esta web para facilitar el acceso público a la información sobre sus iniciativas y las políticas de la Unión Europea en general. Nuestro propósito es mantener la información precisa y al día. Trataremos de corregir los errores que se nos señalen. No obstante, la Comisión declina toda responsabilidad en relación con la información incluida en esta web. Aunque hacemos lo posible por reducir al mínimo los errores técnicos, algunos datos o informaciones contenidos en nuestra web pueden haberse creado o estructurado en archivos o formatos no exentos de dichos errores, y no podemos garantizar que ello no interrumpa o afecte de alguna manera al servicio. La Comisión no asume ninguna responsabilidad por los problemas que puedan surgir al utilizar este sitio o sitios externos con enlaces al mismo. Para obtener más información, por favor visite https://ec.europa.eu/info/legal-notice_es

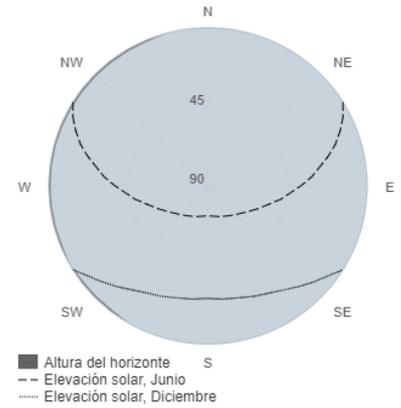
Datos diarios de irradiancia

PVGIS-5 base de datos de irradiación geoespacial

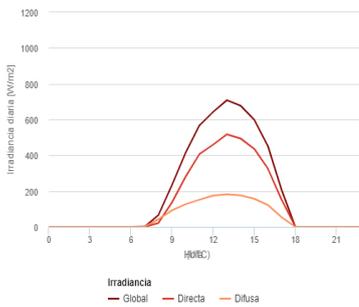
Datos proporcionados

Latitud/Longitud: 40.407,-3.581
 Horizonte: Calculado
 Base de datos: PVGIS-SARAH2
 Mes: Febrero

Perfil del horizonte en la localización seleccionada



Irradiancia media diaria sobre plano fijo con una inclinación 35° and azimuth 35°

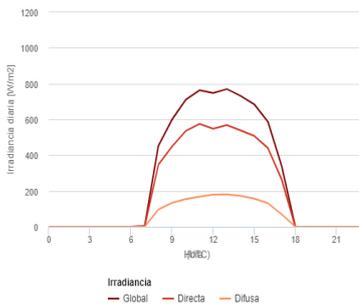


Irradiancia media diaria sobre plano fijo

Hora	00:45	01:45	02:45	03:45	04:45	05:45	06:45	07:45	08:45	09:45	10:45	11:45	12:45	13:45	14:45	15:45	16:45	17:45	18:45	19:45	20:45	21:45	22:45	23:45
G(i)	0	0	0	0	0	0	0	1	66	235	416	567	643	708	677	599	452	206	0	0	0	0	0	0
Gb(i)	0	0	0	0	0	0	0	0	22	137	282	407	459	517	494	436	325	151	0	0	0	0	0	0
Gd(i)	0	0	0	0	0	0	0	1	42	93	127	152	175	182	176	157	122	54	0	0	0	0	0	0

G(i): Irradiancia global sobre plano fijo [W/m2].
 Gb(i): Irradiancia directa sobre plano fijo [W/m2].
 Gd(i): Irradiancia difusa sobre plano fijo [W/m2].

Irradiancia media diaria sobre un plano con seguimiento solar

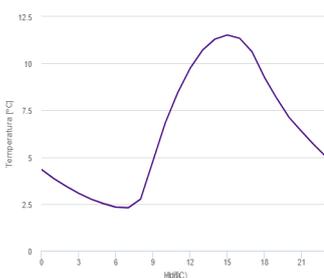


Irradiancia sobre un plano con seguimiento solar

Hora	00:45	01:45	02:45	03:45	04:45	05:45	06:45	07:45	08:45	09:45	10:45	11:45	12:45	13:45	14:45	15:45	16:45	17:45	18:45	19:45	20:45	21:45	22:45	23:45
G(n)	0	0	0	0	0	0	0	3	452	600	710	763	747	770	731	684	586	340	0	0	0	0	0	0
Gb(n)	0	0	0	0	0	0	0	3	346	449	535	575	548	568	539	508	440	265	0	0	0	0	0	0
Gd(n)	0	0	0	0	0	0	0	1	96	134	155	167	180	181	172	157	131	70	0	0	0	0	0	0

G(n): Irradiancia global sobre un plano con seguimiento a dos ejes [W/m2].
 Gb(n): Irradiancia directa normal [W/m2].
 Gd(n): Irradiancia difusa sobre un plano con seguimiento a dos ejes [W/m2].

Perfil de temperatura media diaria



Perfil de temperatura media diaria

Hora	00:45	01:45	02:45	03:45	04:45	05:45	06:45	07:45	08:45	09:45	10:45	11:45	12:45	13:45	14:45	15:45	16:45	17:45	18:45	19:45	20:45	21:45	22:45	23:45
T2m	4.34	3.85	3.44	3.07	2.76	2.52	2.33	2.3	2.76	4.8	6.84	8.44	9.74	10.71	11.3	11.52	11.35	10.63	9.27	8.14	7.12	6.38	5.67	5.01

T2m: Perfil de temperatura media diaria [°C].

La Comisión Europea mantiene esta web para facilitar el acceso público a la información sobre sus iniciativas y las políticas de la Unión Europea en general. Nuestro propósito es mantener la información precisa y al día. Trataremos de corregir los errores que se nos señalen. No obstante, la Comisión declina toda responsabilidad en relación con la información incluida en esta web. Aunque hacemos lo posible por reducir al mínimo los errores técnicos, algunos datos o informaciones contenidos en nuestra web pueden haberse creado o estructurado en archivos o formatos no exentos de dichos errores, y no podemos garantizar que ello no interrumpa o afecte de alguna manera al servicio. La Comisión no asume ninguna responsabilidad por los problemas que puedan surgir al utilizar este sitio o sitios externos con enlaces al mismo.

Para obtener más información, por favor visite https://ec.europa.eu/info/legal-notice_es

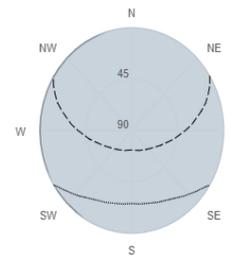
Datos diarios de irradiancia

PVGIS-5 base de datos de irradiación geoespacial

Datos proporcionados

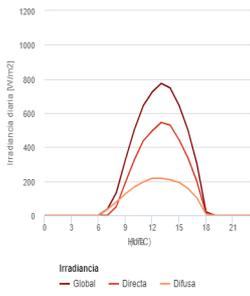
Latitud/Longitud: 40.407,-3.581
 Horizonte: Calculado
 Base de datos: PVGIS-SARAH2
 Mes: Marzo

Perfil del horizonte en la localización seleccionada



■ Altura del horizonte
 - - - Elevación solar, Junio
 - · - · Elevación solar, Diciembre

Irradiancia media diaria sobre plano fijo con una inclinación 35° and azimuth 35°

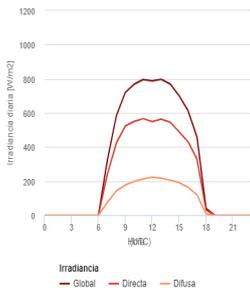


Irradiancia media diaria sobre plano fijo

Hora	00:45	01:45	02:45	03:45	04:45	05:45	06:45	07:45	08:45	09:45	10:45	11:45	12:45	13:45	14:45	15:45	16:45	17:45	18:45	19:45	20:45	21:45	22:45	23:45
G(i)	0	0	0	0	0	0	0	36	133	324	500	643	724	774	747	644	499	299	19	0	0	0	0	0
Gb(i)	0	0	0	0	0	0	0	0	50	192	324	437	496	545	529	443	336	196	12	0	0	0	0	0
Gd(i)	0	0	0	0	0	0	0	35	78	125	167	195	217	218	209	193	158	101	7	0	0	0	0	0

G(i): Irradiancia global sobre plano fijo [W/m2].
 Gb(i): Irradiancia directa sobre plano fijo [W/m2].
 Gd(i): Irradiancia difusa sobre plano fijo [W/m2].

Irradiancia media diaria sobre un plano con seguimiento solar

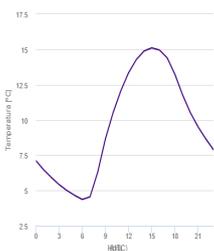


Irradiancia sobre un plano con seguimiento solar

Hora	00:45	01:45	02:45	03:45	04:45	05:45	06:45	07:45	08:45	09:45	10:45	11:45	12:45	13:45	14:45	15:45	16:45	17:45	18:45	19:45	20:45	21:45	22:45	23:45
G(n)	0	0	0	0	0	0	0	321	582	720	769	796	788	797	770	701	613	458	39	0	0	0	0	0
Gb(n)	0	0	0	0	0	0	0	240	424	523	550	566	549	563	546	489	432	328	31	0	0	0	0	0
Gd(n)	0	0	0	0	0	0	0	74	143	177	199	212	223	217	206	192	164	119	8	0	0	0	0	0

G(n): Irradiancia global sobre un plano con seguimiento a dos ejes [W/m2].
 Gb(n): Irradiancia directa normal [W/m2].
 Gd(n): Irradiancia difusa sobre un plano con seguimiento a dos ejes [W/m2].

Perfil de temperatura media diaria



Perfil de temperatura media diaria

Hora	00:45	01:45	02:45	03:45	04:45	05:45	06:45	07:45	08:45	09:45	10:45	11:45	12:45	13:45	14:45	15:45	16:45	17:45	18:45	19:45	20:45	21:45	22:45	23:45
T2m	7.11	6.47	5.92	5.42	5	4.66	4.37	4.55	6.3	8.67	10.53	12.08	13.35	14.28	14.88	15.11	14.96	14.4	13.23	11.77	10.52	9.51	8.66	7.89

T2m: Perfil de temperatura media diaria [°C].

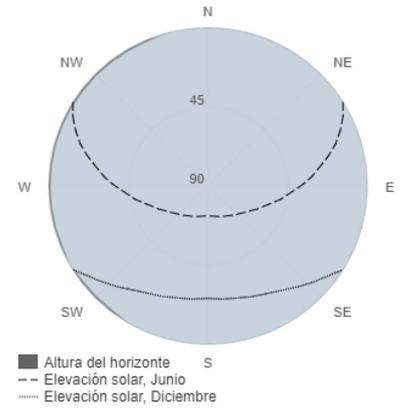
Datos diarios de irradiancia

PVGIS-5 base de datos de irradiación geoespacial

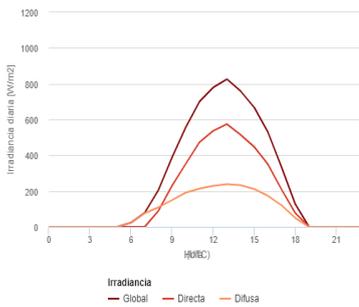
Datos proporcionados

Latitud/Longitud: 40.407,-3.581
 Horizonte: Calculado
 Base de datos: PVGIS-SARAH2
 Mes: Abril

Perfil del horizonte en la localización seleccionada



Irradiancia media diaria sobre plano fijo con una inclinación 35° and azimuth 35°

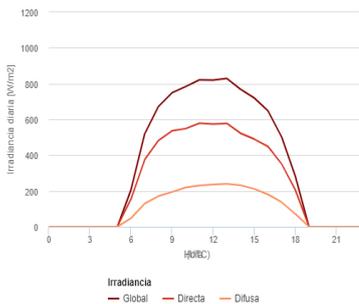


Irradiancia media diaria sobre plano fijo

Hora	00:45	01:45	02:45	03:45	04:45	05:45	06:45	07:45	08:45	09:45	10:45	11:45	12:45	13:45	14:45	15:45	16:45	17:45	18:45	19:45	20:45	21:45	22:45	23:45
G(i)	0	0	0	0	0	0	23	78	206	389	556	700	779	825	759	668	530	333	127	0	0	0	0	0
Gb(i)	0	0	0	0	0	0	0	0	90	230	353	473	537	574	515	447	349	208	76	0	0	0	0	0
Gd(i)	0	0	0	0	0	0	23	77	109	149	192	214	229	238	233	212	174	121	49	0	0	0	0	0

G(i): Irradiancia global sobre plano fijo [W/m2].
 Gb(i): Irradiancia directa sobre plano fijo [W/m2].
 Gd(i): Irradiancia difusa sobre plano fijo [W/m2].

Irradiancia media diaria sobre un plano con seguimiento solar

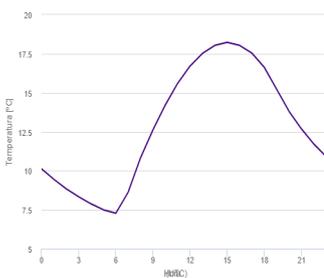


Irradiancia sobre un plano con seguimiento solar

Hora	00:45	01:45	02:45	03:45	04:45	05:45	06:45	07:45	08:45	09:45	10:45	11:45	12:45	13:45	14:45	15:45	16:45	17:45	18:45	19:45	20:45	21:45	22:45	23:45
G(n)	0	0	0	0	0	0	207	519	672	749	784	821	820	829	768	720	648	502	283	0	0	0	0	0
Gb(n)	0	0	0	0	0	0	155	375	481	536	549	579	574	578	522	490	449	350	206	0	0	0	0	0
Gd(n)	0	0	0	0	0	0	47	130	171	194	220	231	236	240	232	212	181	137	72	0	0	0	0	0

G(n): Irradiancia global sobre un plano con seguimiento a dos ejes [W/m2].
 Gb(n): Irradiancia directa normal [W/m2].
 Gd(n): Irradiancia difusa sobre un plano con seguimiento a dos ejes [W/m2].

Perfil de temperatura media diaria



Perfil de temperatura media diaria

Hora	00:45	01:45	02:45	03:45	04:45	05:45	06:45	07:45	08:45	09:45	10:45	11:45	12:45	13:45	14:45	15:45	16:45	17:45	18:45	19:45	20:45	21:45	22:45	23:45
T2m	10.12	9.45	8.84	8.33	7.88	7.5	7.28	8.63	10.84	12.62	14.22	15.61	16.71	17.52	18.03	18.23	18.03	17.53	16.62	15.21	13.8	12.68	11.71	10.91

T2m: Perfil de temperatura media diaria [°C].

La Comisión Europea mantiene esta web para facilitar el acceso público a la información sobre sus iniciativas y las políticas de la Unión Europea en general. Nuestro propósito es mantener la información precisa y al día. Trataremos de corregir los errores que se nos señalen. No obstante, la Comisión declina toda responsabilidad en relación con la información incluida en esta web. Aunque hacemos lo posible por reducir al mínimo los errores técnicos, algunos datos o informaciones contenidos en nuestra web pueden haberse creado o estructurado en archivos o formatos no exentos de dichos errores, y no podemos garantizar que ello no interrumpa o afecte de alguna manera al servicio. La Comisión no asume ninguna responsabilidad por los problemas que puedan surgir al utilizar este sitio o sitios externos con enlaces al mismo.

Para obtener más información, por favor visite https://ec.europa.eu/info/legal-notice_es

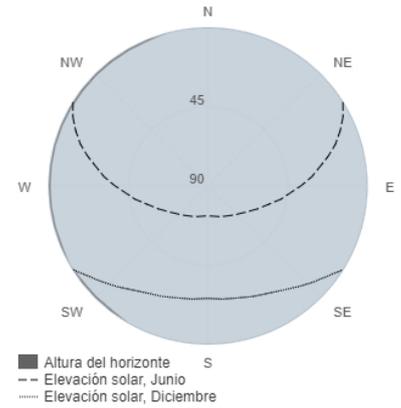
Datos diarios de irradiancia

PVGIS-5 base de datos de irradiación geoespacial

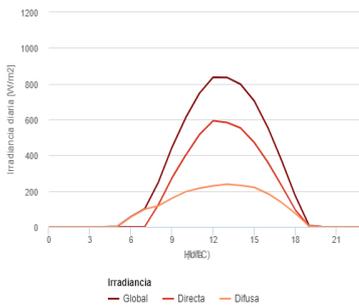
Datos proporcionados

Latitud/Longitud: 40.407,-3.581
 Horizonte: Calculado
 Base de datos: PVGIS-SARAH2
 Mes: Mayo

Perfil del horizonte en la localización seleccionada



Irradiancia media diaria sobre plano fijo con una inclinación 35° and azimuth 35°

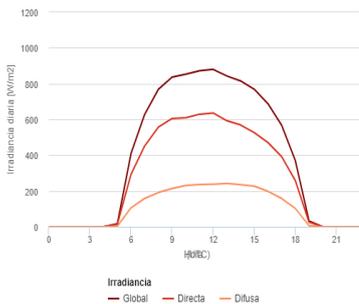


Irradiancia media diaria sobre plano fijo

Hora	00:45	01:45	02:45	03:45	04:45	05:45	06:45	07:45	08:45	09:45	10:45	11:45	12:45	13:45	14:45	15:45	16:45	17:45	18:45	19:45	20:45	21:45	22:45	23:45
G(i)	0	0	0	0	0	3	58	101	250	446	611	747	837	835	797	704	554	371	173	8	0	0	0	0
Gb(i)	0	0	0	0	0	0	0	0	124	274	401	517	593	583	553	472	361	230	96	4	0	0	0	0
Gd(i)	0	0	0	0	0	2	56	99	117	160	197	216	229	238	232	221	186	136	75	5	0	0	0	0

G(i): Irradiancia global sobre plano fijo [W/m2].
Gb(i): Irradiancia directa sobre plano fijo [W/m2].
Gd(i): Irradiancia difusa sobre plano fijo [W/m2].

Irradiancia media diaria sobre un plano con seguimiento solar

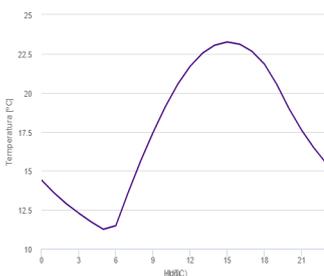


Irradiancia sobre un plano con seguimiento solar

Hora	00:45	01:45	02:45	03:45	04:45	05:45	06:45	07:45	08:45	09:45	10:45	11:45	12:45	13:45	14:45	15:45	16:45	17:45	18:45	19:45	20:45	21:45	22:45	23:45
G(n)	0	0	0	0	0	17	409	628	768	836	853	872	880	843	815	769	688	567	370	33	0	0	0	0
Gb(n)	0	0	0	0	0	13	293	452	557	605	610	629	636	593	569	526	471	392	258	26	0	0	0	0
Gd(n)	0	0	0	0	0	3	106	159	191	214	231	236	238	243	235	226	198	158	102	6	0	0	0	0

G(n): Irradiancia global sobre un plano con seguimiento a dos ejes [W/m2].
Gb(n): Irradiancia directa normal [W/m2].
Gd(n): Irradiancia difusa sobre un plano con seguimiento a dos ejes [W/m2].

Perfil de temperatura media diaria



Perfil de temperatura media diaria

Hora	00:45	01:45	02:45	03:45	04:45	05:45	06:45	07:45	08:45	09:45	10:45	11:45	12:45	13:45	14:45	15:45	16:45	17:45	18:45	19:45	20:45	21:45	22:45	23:45
T2m	14.4	13.59	12.89	12.29	11.73	11.25	11.48	13.61	15.62	17.44	19.1	20.54	21.69	22.53	23.05	23.25	23.11	22.65	21.84	20.54	18.97	17.62	16.47	15.48

T2m: Perfil de temperatura media diaria [°C].

La Comisión Europea mantiene esta web para facilitar el acceso público a la información sobre sus iniciativas y las políticas de la Unión Europea en general. Nuestro propósito es mantener la información precisa y al día. Trataremos de corregir los errores que se nos señalen. No obstante, la Comisión declina toda responsabilidad en relación con la información incluida en esta web. Aunque hacemos lo posible por reducir al mínimo los errores técnicos, algunos datos o informaciones contenidos en nuestra web pueden haberse creado o estructurado en archivos o formatos no exentos de dichos errores, y no podemos garantizar que ello no interrumpa o afecte de alguna manera al servicio. La Comisión no asume ninguna responsabilidad por los problemas que puedan surgir al utilizar este sitio o sitios externos con enlaces al mismo.

Para obtener más información, por favor visite https://ec.europa.eu/info/legal-notice_es

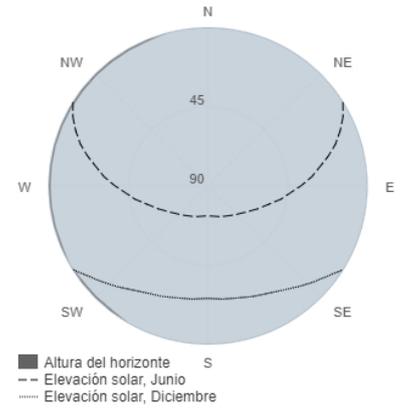
Datos diarios de irradiancia

PVGIS-5 base de datos de irradiación geoespacial

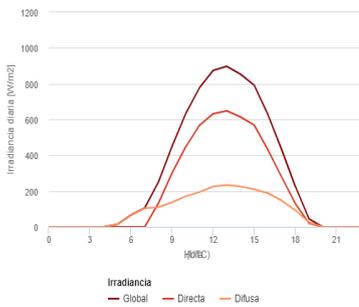
Datos proporcionados

Latitud/Longitud: 40.407,-3.581
 Horizonte: Calculado
 Base de datos: PVGIS-SARAH2
 Mes: Junio

Perfil del horizonte en la localización seleccionada



Irradiancia media diaria sobre plano fijo con una inclinación 35° and azimuth 35°

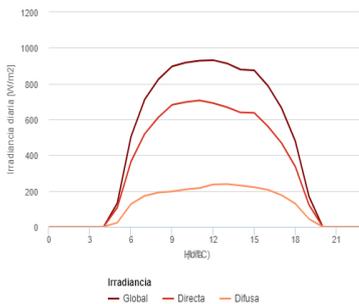


Irradiancia media diaria sobre plano fijo

Hora	00:45	01:45	02:45	03:45	04:45	05:45	06:45	07:45	08:45	09:45	10:45	11:45	12:45	13:45	14:45	15:45	16:45	17:45	18:45	19:45	20:45	21:45	22:45	23:45
G(i)	0	0	0	0	0	14	66	106	251	450	633	778	874	898	853	791	628	432	226	45	0	0	0	0
Gb(i)	0	0	0	0	0	0	0	0	131	301	448	567	632	648	614	569	431	279	130	19	0	0	0	0
Gd(i)	0	0	0	0	0	14	65	104	110	137	171	194	226	234	225	210	188	147	93	25	0	0	0	0

G(i): Irradiancia global sobre plano fijo [W/m²].
 Gb(i): Irradiancia directa sobre plano fijo [W/m²].
 Gd(i): Irradiancia difusa sobre plano fijo [W/m²].

Irradiancia media diaria sobre un plano con seguimiento solar

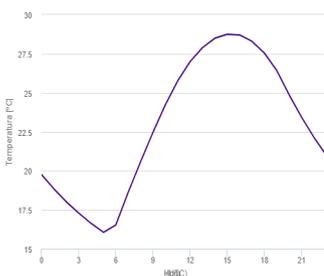


Irradiancia sobre un plano con seguimiento solar

Hora	00:45	01:45	02:45	03:45	04:45	05:45	06:45	07:45	08:45	09:45	10:45	11:45	12:45	13:45	14:45	15:45	16:45	17:45	18:45	19:45	20:45	21:45	22:45	23:45
G(n)	0	0	0	0	0	133	504	712	824	897	918	928	931	913	879	874	788	663	478	169	0	0	0	0
Gb(n)	0	0	0	0	0	107	364	519	612	682	697	706	691	669	638	637	561	467	336	122	0	0	0	0
Gd(n)	0	0	0	0	0	23	127	173	191	197	209	216	236	239	230	221	207	177	129	43	0	0	0	0

G(n): Irradiancia global sobre un plano con seguimiento a dos ejes [W/m²].
 Gb(n): Irradiancia directa normal [W/m²].
 Gd(n): Irradiancia difusa sobre un plano con seguimiento a dos ejes [W/m²].

Perfil de temperatura media diaria



Perfil de temperatura media diaria

Hora	00:45	01:45	02:45	03:45	04:45	05:45	06:45	07:45	08:45	09:45	10:45	11:45	12:45	13:45	14:45	15:45	16:45	17:45	18:45	19:45	20:45	21:45	22:45	23:45
T2m	19.75	18.84	18.01	17.29	16.63	16.06	16.53	18.62	20.58	22.46	24.22	25.76	26.99	27.89	28.49	28.75	28.7	28.29	27.54	26.42	24.87	23.44	22.15	21

T2m: Perfil de temperatura media diaria [°C].

La Comisión Europea mantiene esta web para facilitar el acceso público a la información sobre sus iniciativas y las políticas de la Unión Europea en general. Nuestro propósito es mantener la información precisa y al día. Trataremos de corregir los errores que se nos señalen. No obstante, la Comisión declina toda responsabilidad en relación con la información incluida en esta web. Aunque hacemos lo posible por reducir al mínimo los errores técnicos, algunos datos o informaciones contenidos en nuestra web pueden haberse creado o estructurado en archivos o formatos no exentos de dichos errores, y no podemos garantizar que ello no interrumpa o afecte de alguna manera al servicio. La Comisión no asume ninguna responsabilidad por los problemas que puedan surgir al utilizar este sitio o sitios externos con enlaces al mismo.

Para obtener más información, por favor visite https://ec.europa.eu/info/legal-notice_es

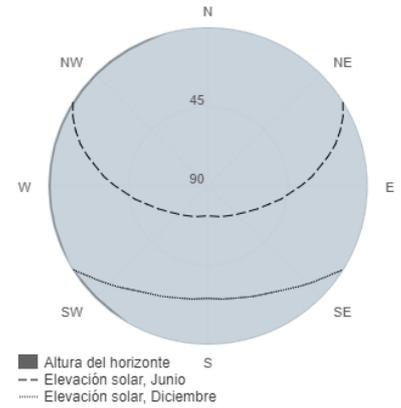
Datos diarios de irradiancia

PVGIS-5 base de datos de irradiación geoespacial

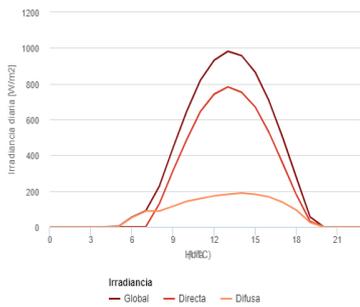
Datos proporcionados

Latitud/Longitud: 40.407,-3.581
 Horizonte: Calculado
 Base de datos: PVGIS-SARAH2
 Mes: Julio

Perfil del horizonte en la localización seleccionada



Irradiancia media diaria sobre plano fijo con una inclinación 35° and azimuth 35°

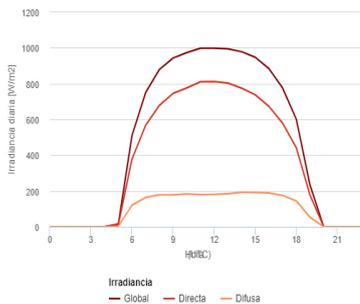


Irradiancia media diaria sobre plano fijo

Hora	00:45	01:45	02:45	03:45	04:45	05:45	06:45	07:45	08:45	09:45	10:45	11:45	12:45	13:45	14:45	15:45	16:45	17:45	18:45	19:45	20:45	21:45	22:45	23:45
G(i)	0	0	0	0	0	2	55	90	228	442	646	820	932	981	957	864	706	500	277	56	0	0	0	0
Gb(i)	0	0	0	0	0	0	0	0	130	315	488	645	742	783	753	669	528	356	179	31	0	0	0	0
Gd(i)	0	0	0	0	0	2	54	88	89	115	143	159	173	182	189	182	167	138	94	24	0	0	0	0

G(i): Irradiancia global sobre plano fijo [W/m2].
 Gb(i): Irradiancia directa sobre plano fijo [W/m2].
 Gd(i): Irradiancia difusa sobre plano fijo [W/m2].

Irradiancia media diaria sobre un plano con seguimiento solar

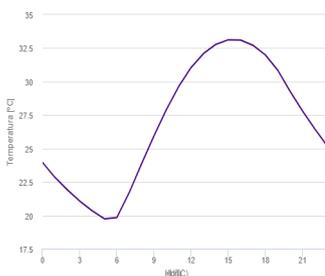


Irradiancia sobre un plano con seguimiento solar

Hora	00:45	01:45	02:45	03:45	04:45	05:45	06:45	07:45	08:45	09:45	10:45	11:45	12:45	13:45	14:45	15:45	16:45	17:45	18:45	19:45	20:45	21:45	22:45	23:45
G(n)	0	0	0	0	0	15	510	751	879	943	973	998	998	994	979	947	884	775	601	233	0	0	0	0
Gb(n)	0	0	0	0	0	12	379	567	678	745	776	810	811	803	775	738	673	579	442	177	0	0	0	0
Gd(n)	0	0	0	0	0	3	120	164	178	179	183	180	181	184	192	192	189	175	144	53	0	0	0	0

G(n): Irradiancia global sobre un plano con seguimiento a dos ejes [W/m2].
 Gb(n): Irradiancia directa normal [W/m2].
 Gd(n): Irradiancia difusa sobre un plano con seguimiento a dos ejes [W/m2].

Perfil de temperatura media diaria



Perfil de temperatura media diaria

Hora	00:45	01:45	02:45	03:45	04:45	05:45	06:45	07:45	08:45	09:45	10:45	11:45	12:45	13:45	14:45	15:45	16:45	17:45	18:45	19:45	20:45	21:45	22:45	23:45
T2m	23.95	22.84	21.91	21.07	20.35	19.74	19.83	21.7	23.86	25.94	27.9	29.63	31.05	32.09	32.78	33.12	33.1	32.71	31.99	30.85	29.27	27.8	26.45	25.19

T2m: Perfil de temperatura media diaria [°C].

La Comisión Europea mantiene esta web para facilitar el acceso público a la información sobre sus iniciativas y las políticas de la Unión Europea en general. Nuestro propósito es mantener la información precisa y al día. Trataremos de corregir los errores que se nos señalen. No obstante, la Comisión declina toda responsabilidad en relación con la información incluida en esta web. Aunque hacemos lo posible por reducir al mínimo los errores técnicos, algunos datos o informaciones contenidos en nuestra web pueden haberse creado o estructurado en archivos o formatos no exentos de dichos errores, y no podemos garantizar que ello no interrumpa o afecte de alguna manera al servicio. La Comisión no asume ninguna responsabilidad por los problemas que puedan surgir al utilizar este sitio o sitios externos con enlaces al mismo.

Para obtener más información, por favor visite https://ec.europa.eu/info/legal-notice_es

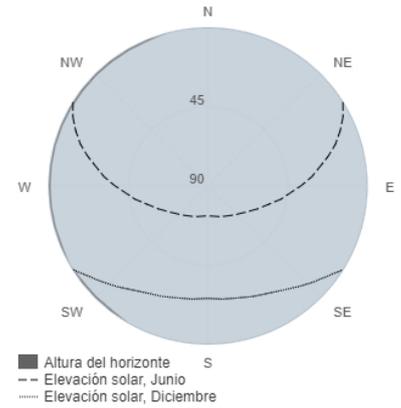
Datos diarios de irradiancia

PVGIS-5 base de datos de irradiación geoespacial

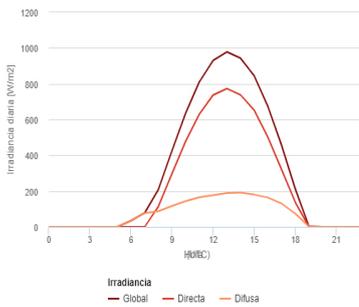
Datos proporcionados

Latitud/Longitud: 40.407,-3.581
 Horizonte: Calculado
 Base de datos: PVGIS-SARAH2
 Mes: Agosto

Perfil del horizonte en la localización seleccionada



Irradiancia media diaria sobre plano fijo con una inclinación 35° and azimuth 35°

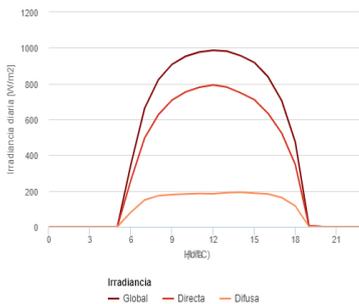


Irradiancia media diaria sobre plano fijo

Hora	00:45	01:45	02:45	03:45	04:45	05:45	06:45	07:45	08:45	09:45	10:45	11:45	12:45	13:45	14:45	15:45	16:45	17:45	18:45	19:45	20:45	21:45	22:45	23:45
G(i)	0	0	0	0	0	0	34	79	209	427	637	811	930	978	943	844	673	455	212	2	0	0	0	0
Gb(i)	0	0	0	0	0	0	0	0	114	299	479	631	737	773	738	652	501	320	136	1	0	0	0	0
Gd(i)	0	0	0	0	0	0	33	77	87	117	144	165	177	189	192	180	164	130	74	1	0	0	0	0

G(i): Irradiancia global sobre plano fijo [W/m2].
 Gb(i): Irradiancia directa sobre plano fijo [W/m2].
 Gd(i): Irradiancia difusa sobre plano fijo [W/m2].

Irradiancia media diaria sobre un plano con seguimiento solar

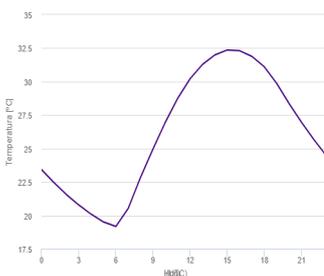


Irradiancia sobre un plano con seguimiento solar

Hora	00:45	01:45	02:45	03:45	04:45	05:45	06:45	07:45	08:45	09:45	10:45	11:45	12:45	13:45	14:45	15:45	16:45	17:45	18:45	19:45	20:45	21:45	22:45	23:45
G(n)	0	0	0	0	0	0	351	664	822	908	953	977	986	981	956	919	839	706	473	5	0	0	0	0
Gb(n)	0	0	0	0	0	0	262	497	627	708	754	780	792	780	748	711	635	524	348	3	0	0	0	0
Gd(n)	0	0	0	0	0	0	82	150	173	179	183	185	184	190	193	188	183	163	116	1	0	0	0	0

G(n): Irradiancia global sobre un plano con seguimiento a dos ejes [W/m2].
 Gb(n): Irradiancia directa normal [W/m2].
 Gd(n): Irradiancia difusa sobre un plano con seguimiento a dos ejes [W/m2].

Perfil de temperatura media diaria



Perfil de temperatura media diaria

Hora	00:45	01:45	02:45	03:45	04:45	05:45	06:45	07:45	08:45	09:45	10:45	11:45	12:45	13:45	14:45	15:45	16:45	17:45	18:45	19:45	20:45	21:45	22:45	23:45
Tzm	23.42	22.45	21.56	20.78	20.09	19.51	19.17	20.52	22.85	24.96	26.96	28.75	30.21	31.28	31.99	32.36	32.31	31.88	31.1	29.86	28.35	26.96	25.67	24.47

Tzm: Perfil de temperatura media diaria [°C].

La Comisión Europea mantiene esta web para facilitar el acceso público a la información sobre sus iniciativas y las políticas de la Unión Europea en general. Nuestro propósito es mantener la información precisa y al día. Trataremos de corregir los errores que se nos señalen. No obstante, la Comisión declina toda responsabilidad en relación con la información incluida en esta web. Aunque hacemos lo posible por reducir al mínimo los errores técnicos, algunos datos o informaciones contenidos en nuestra web pueden haberse creado o estructurado en archivos o formatos no exentos de dichos errores, y no podemos garantizar que ello no interrumpa o afecte de alguna manera al servicio. La Comisión no asume ninguna responsabilidad por los problemas que puedan surgir al utilizar este sitio o sitios externos con enlaces al mismo.

Para obtener más información, por favor visite https://ec.europa.eu/info/legal-notice_es

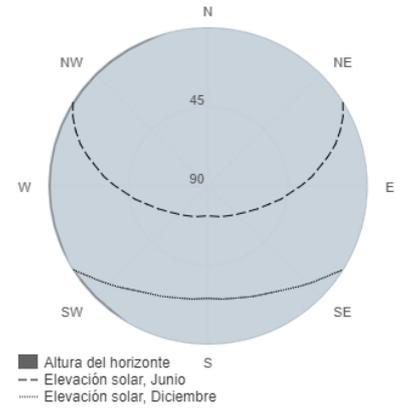
Datos diarios de irradiancia

PVGIS-5 base de datos de irradiación geoespacial

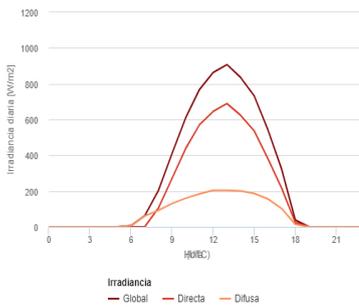
Datos proporcionados

Latitud/Longitud: 40.407,-3.581
 Horizonte: Calculado
 Base de datos: PVGIS-SARAH2
 Mes: Septiembre

Perfil del horizonte en la localización seleccionada



Irradiancia media diaria sobre plano fijo con una inclinación 35° and azimuth 35°

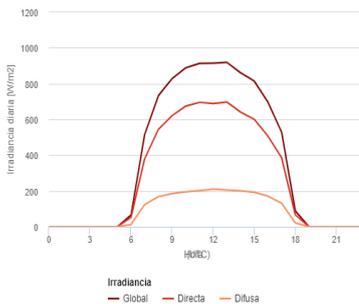


Irradiancia media diaria sobre plano fijo

Hora	00:45	01:45	02:45	03:45	04:45	05:45	06:45	07:45	08:45	09:45	10:45	11:45	12:45	13:45	14:45	15:45	16:45	17:45	18:45	19:45	20:45	21:45	22:45	23:45
G(i)	0	0	0	0	0	0	7	62	203	410	610	768	863	907	836	732	543	323	38	0	0	0	0	0
Gb(i)	0	0	0	0	0	0	0	0	105	271	439	571	645	689	624	536	381	217	23	0	0	0	0	0
Gd(i)	0	0	0	0	0	0	7	61	92	130	160	184	204	205	201	187	156	103	14	0	0	0	0	0

G(i): Irradiancia global sobre plano fijo [W/m2].
 Gb(i): Irradiancia directa sobre plano fijo [W/m2].
 Gd(i): Irradiancia difusa sobre plano fijo [W/m2].

Irradiancia media diaria sobre un plano con seguimiento solar

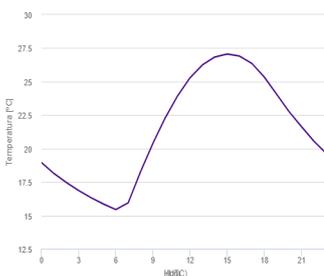


Irradiancia sobre un plano con seguimiento solar

Hora	00:45	01:45	02:45	03:45	04:45	05:45	06:45	07:45	08:45	09:45	10:45	11:45	12:45	13:45	14:45	15:45	16:45	17:45	18:45	19:45	20:45	21:45	22:45	23:45
G(n)	0	0	0	0	0	0	65	517	732	828	889	913	914	919	860	814	696	530	89	0	0	0	0	0
Gb(n)	0	0	0	0	0	0	52	381	544	621	675	695	689	697	641	600	506	386	66	0	0	0	0	0
Gd(n)	0	0	0	0	0	0	12	124	168	185	195	202	210	205	201	192	171	132	21	0	0	0	0	0

G(n): Irradiancia global sobre un plano con seguimiento a dos ejes [W/m2].
 Gb(n): Irradiancia directa normal [W/m2].
 Gd(n): Irradiancia difusa sobre un plano con seguimiento a dos ejes [W/m2].

Perfil de temperatura media diaria



Perfil de temperatura media diaria

Hora	00:45	01:45	02:45	03:45	04:45	05:45	06:45	07:45	08:45	09:45	10:45	11:45	12:45	13:45	14:45	15:45	16:45	17:45	18:45	19:45	20:45	21:45	22:45	23:45
Tzm	18.94	18.13	17.46	16.85	16.32	15.85	15.43	15.94	18.27	20.39	22.3	23.95	25.29	26.25	26.84	27.06	26.9	26.35	25.33	24.04	22.75	21.63	20.55	19.63

Tzm: Perfil de temperatura media diaria [°C].

La Comisión Europea mantiene esta web para facilitar el acceso público a la información sobre sus iniciativas y las políticas de la Unión Europea en general. Nuestro propósito es mantener la información precisa y al día. Trataremos de corregir los errores que se nos señalen. No obstante, la Comisión declina toda responsabilidad en relación con la información incluida en esta web. Aunque hacemos lo posible por reducir al mínimo los errores técnicos, algunos datos o informaciones contenidos en nuestra web pueden haberse creado o estructurado en archivos o formatos no exentos de dichos errores, y no podemos garantizar que ello no interrumpa o afecte de alguna manera al servicio. La Comisión no asume ninguna responsabilidad por los problemas que puedan surgir al utilizar este sitio o sitios externos con enlaces al mismo.

Para obtener más información, por favor visite https://ec.europa.eu/info/legal-notice_es

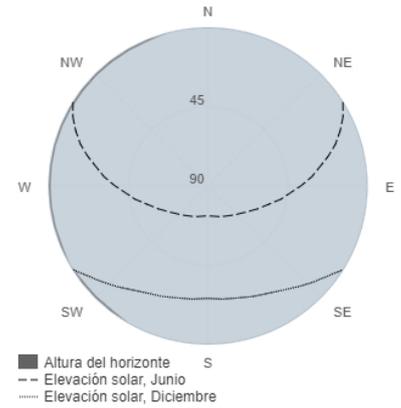
Datos diarios de irradiancia

PVGIS-5 base de datos de irradiación geoespacial

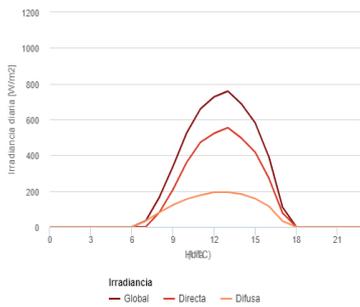
Datos proporcionados

Latitud/Longitud: 40.407,-3.581
 Horizonte: Calculado
 Base de datos: PVGIS-SARAH2
 Mes: Octubre

Perfil del horizonte en la localización seleccionada



Irradiancia media diaria sobre plano fijo con una inclinación 35° and azimuth 35°

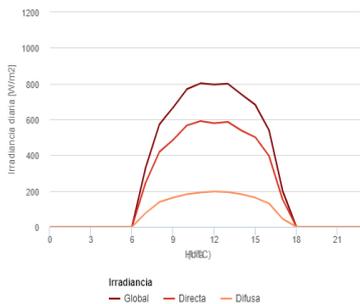


Irradiancia media diaria sobre plano fijo

Hora	00:45	01:45	02:45	03:45	04:45	05:45	06:45	07:45	08:45	09:45	10:45	11:45	12:45	13:45	14:45	15:45	16:45	17:45	18:45	19:45	20:45	21:45	22:45	23:45
G(i)	0	0	0	0	0	0	0	34	166	339	525	660	727	758	686	580	390	109	0	0	0	0	0	0
Gb(i)	0	0	0	0	0	0	0	0	81	210	362	473	523	554	495	417	272	77	0	0	0	0	0	0
Gd(i)	0	0	0	0	0	0	0	34	81	123	155	177	194	194	183	157	115	32	0	0	0	0	0	0

G(i): Irradiancia global sobre plano fijo [W/m2].
 Gb(i): Irradiancia directa sobre plano fijo [W/m2].
 Gd(i): Irradiancia difusa sobre plano fijo [W/m2].

Irradiancia media diaria sobre un plano con seguimiento solar

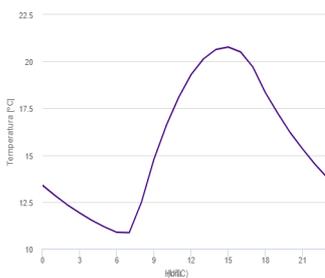


Irradiancia sobre un plano con seguimiento solar

Hora	00:45	01:45	02:45	03:45	04:45	05:45	06:45	07:45	08:45	09:45	10:45	11:45	12:45	13:45	14:45	15:45	16:45	17:45	18:45	19:45	20:45	21:45	22:45	23:45
G(n)	0	0	0	0	0	0	0	331	572	667	769	801	795	799	740	682	540	199	0	0	0	0	0	0
Gb(n)	0	0	0	0	0	0	0	248	419	485	566	591	579	586	537	501	396	152	0	0	0	0	0	0
Gd(n)	0	0	0	0	0	0	0	77	138	163	182	191	197	193	182	163	131	44	0	0	0	0	0	0

G(n): Irradiancia global sobre un plano con seguimiento a dos ejes [W/m2].
 Gb(n): Irradiancia directa normal [W/m2].
 Gd(n): Irradiancia difusa sobre un plano con seguimiento a dos ejes [W/m2].

Perfil de temperatura media diaria



Perfil de temperatura media diaria

Hora	00:45	01:45	02:45	03:45	04:45	05:45	06:45	07:45	08:45	09:45	10:45	11:45	12:45	13:45	14:45	15:45	16:45	17:45	18:45	19:45	20:45	21:45	22:45	23:45
Tzm	13.39	12.85	12.35	11.91	11.51	11.17	10.88	10.86	12.51	14.79	16.59	18.09	19.3	20.14	20.64	20.77	20.51	19.7	18.34	17.24	16.21	15.34	14.52	13.8

Tzm: Perfil de temperatura media diaria [°C].

La Comisión Europea mantiene esta web para facilitar el acceso público a la información sobre sus iniciativas y las políticas de la Unión Europea en general. Nuestro propósito es mantener la información precisa y al día. Trataremos de corregir los errores que se nos señalen. No obstante, la Comisión declina toda responsabilidad en relación con la información incluida en esta web. Aunque hacemos lo posible por reducir al mínimo los errores técnicos, algunos datos o informaciones contenidos en nuestra web pueden haberse creado o estructurado en archivos o formatos no exentos de dichos errores, y no podemos garantizar que ello no interrumpa o afecte de alguna manera al servicio. La Comisión no asume ninguna responsabilidad por los problemas que puedan surgir al utilizar este sitio o sitios externos con enlaces al mismo.

Para obtener más información, por favor visite https://ec.europa.eu/info/legal-notice_es

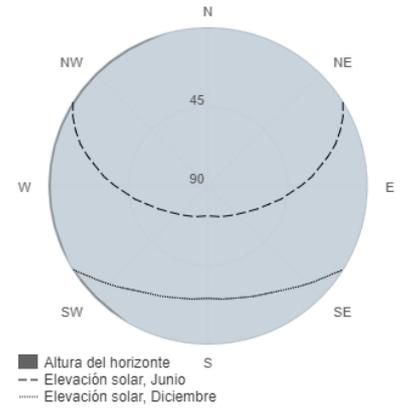
Datos diarios de irradiancia

PVGIS-5 base de datos de irradiación geoespacial

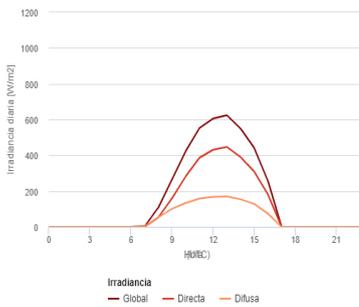
Datos proporcionados

Latitud/Longitud: 40.407,-3.581
 Horizonte: Calculado
 Base de datos: PVGIS-SARAH2
 Mes: Noviembre

Perfil del horizonte en la localización seleccionada



Irradiancia media diaria sobre plano fijo con una inclinación 35° and azimuth 35°

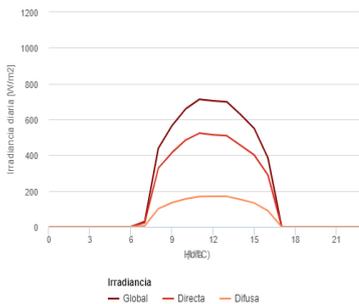


Irradiancia media diaria sobre plano fijo

Hora	00:45	01:45	02:45	03:45	04:45	05:45	06:45	07:45	08:45	09:45	10:45	11:45	12:45	13:45	14:45	15:45	16:45	17:45	18:45	19:45	20:45	21:45	22:45	23:45
G(i)	0	0	0	0	0	0	0	3	108	266	423	552	606	624	550	441	257	0	0	0	0	0	0	0
Gb(i)	0	0	0	0	0	0	0	0	52	160	284	386	431	447	390	309	182	0	0	0	0	0	0	0
Gd(i)	0	0	0	0	0	0	0	3	53	101	134	158	167	170	154	128	74	0	0	0	0	0	0	0

G(i): Irradiancia global sobre plano fijo [W/m2].
 Gb(i): Irradiancia directa sobre plano fijo [W/m2].
 Gd(i): Irradiancia difusa sobre plano fijo [W/m2].

Irradiancia media diaria sobre un plano con seguimiento solar

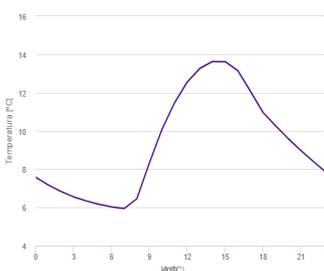


Irradiancia sobre un plano con seguimiento solar

Hora	00:45	01:45	02:45	03:45	04:45	05:45	06:45	07:45	08:45	09:45	10:45	11:45	12:45	13:45	14:45	15:45	16:45	17:45	18:45	19:45	20:45	21:45	22:45	23:45
G(n)	0	0	0	0	0	0	0	28	439	566	660	712	704	698	627	549	385	0	0	0	0	0	0	0
Gb(n)	0	0	0	0	0	0	0	23	329	415	485	523	514	509	456	401	289	0	0	0	0	0	0	0
Gd(n)	0	0	0	0	0	0	0	5	101	135	156	169	170	170	153	133	89	0	0	0	0	0	0	0

G(n): Irradiancia global sobre un plano con seguimiento a dos ejes [W/m2].
 Gb(n): Irradiancia directa normal [W/m2].
 Gd(n): Irradiancia difusa sobre un plano con seguimiento a dos ejes [W/m2].

Perfil de temperatura media diaria



Perfil de temperatura media diaria

Hora	00:45	01:45	02:45	03:45	04:45	05:45	06:45	07:45	08:45	09:45	10:45	11:45	12:45	13:45	14:45	15:45	16:45	17:45	18:45	19:45	20:45	21:45	22:45	23:45
T2m	7.57	7.17	6.83	6.55	6.34	6.16	6.03	5.94	6.45	8.33	10.09	11.48	12.56	13.27	13.63	13.62	13.15	12.07	10.96	10.26	9.59	8.97	8.39	7.83

T2m: Perfil de temperatura media diaria [°C].

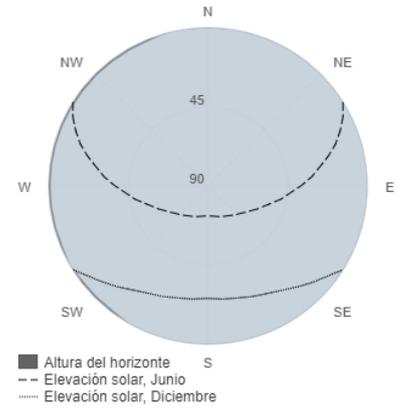
Datos diarios de irradiancia

PVGIS-5 base de datos de irradiación geoespacial

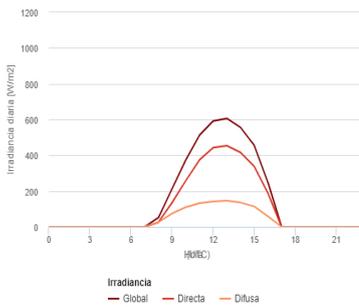
Datos proporcionados

Latitud/Longitud: 40.407,-3.581
 Horizonte: Calculado
 Base de datos: PVGIS-SARAH2
 Mes: Diciembre

Perfil del horizonte en la localización seleccionada



Irradiancia media diaria sobre plano fijo con una inclinación 35° and azimuth 35°

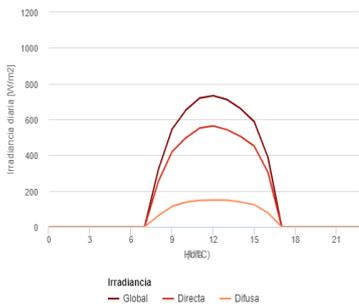


Irradiancia media diaria sobre plano fijo

Hora	00:45	01:45	02:45	03:45	04:45	05:45	06:45	07:45	08:45	09:45	10:45	11:45	12:45	13:45	14:45	15:45	16:45	17:45	18:45	19:45	20:45	21:45	22:45	23:45
G(i)	0	0	0	0	0	0	0	0	51	213	373	512	592	606	556	465	249	0	0	0	0	0	0	0
Gb(i)	0	0	0	0	0	0	0	0	25	135	259	374	443	454	416	338	189	0	0	0	0	0	0	0
Gd(i)	0	0	0	0	0	0	0	0	25	75	110	132	142	146	135	114	58	0	0	0	0	0	0	0

G(i): Irradiancia global sobre plano fijo [W/m2].
 Gb(i): Irradiancia directa sobre plano fijo [W/m2].
 Gd(i): Irradiancia difusa sobre plano fijo [W/m2].

Irradiancia media diaria sobre un plano con seguimiento solar

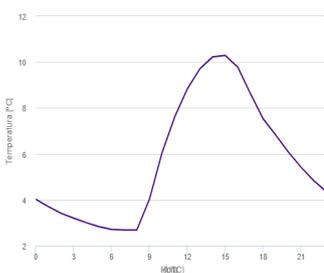


Irradiancia sobre un plano con seguimiento solar

Hora	00:45	01:45	02:45	03:45	04:45	05:45	06:45	07:45	08:45	09:45	10:45	11:45	12:45	13:45	14:45	15:45	16:45	17:45	18:45	19:45	20:45	21:45	22:45	23:45
G(n)	0	0	0	0	0	0	0	0	321	546	651	719	733	711	660	588	388	0	0	0	0	0	0	0
Gb(n)	0	0	0	0	0	0	0	0	254	419	497	551	563	543	505	450	305	0	0	0	0	0	0	0
Gd(n)	0	0	0	0	0	0	0	0	62	114	137	147	149	148	138	123	78	0	0	0	0	0	0	0

G(n): Irradiancia global sobre un plano con seguimiento a dos ejes [W/m2].
 Gb(n): Irradiancia directa normal [W/m2].
 Gd(n): Irradiancia difusa sobre un plano con seguimiento a dos ejes [W/m2].

Perfil de temperatura media diaria



Perfil de temperatura media diaria

Hora	00:45	01:45	02:45	03:45	04:45	05:45	06:45	07:45	08:45	09:45	10:45	11:45	12:45	13:45	14:45	15:45	16:45	17:45	18:45	19:45	20:45	21:45	22:45	23:45
T2m	4.02	3.7	3.41	3.2	3	2.83	2.71	2.68	2.68	4.02	6.05	7.61	8.83	9.71	10.22	10.29	9.77	8.62	7.53	6.82	6.08	5.42	4.84	4.36

T2m: Perfil de temperatura media diaria [°C].

La Comisión Europea mantiene esta web para facilitar el acceso público a la información sobre sus iniciativas y las políticas de la Unión Europea en general. Nuestro propósito es mantener la información precisa y al día. Trataremos de corregir los errores que se nos señalen. No obstante, la Comisión declina toda responsabilidad en relación con la información incluida en esta web. Aunque hacemos lo posible por reducir al mínimo los errores técnicos, algunos datos o informaciones contenidos en nuestra web pueden haberse creado o estructurado en archivos o formatos no exentos de dichos errores, y no podemos garantizar que ello no interrumpa o afecte de alguna manera al servicio. La Comisión no asume ninguna responsabilidad por los problemas que puedan surgir al utilizar este sitio o sitios externos con enlaces al mismo.

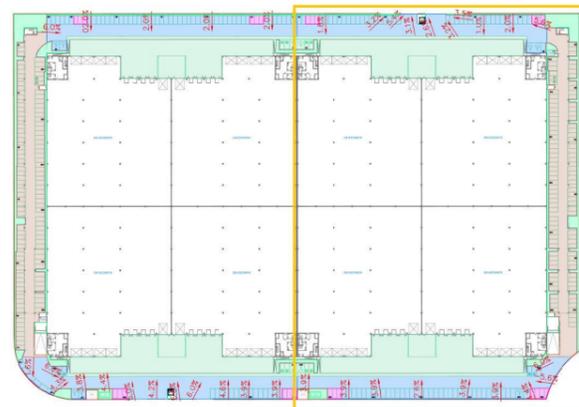
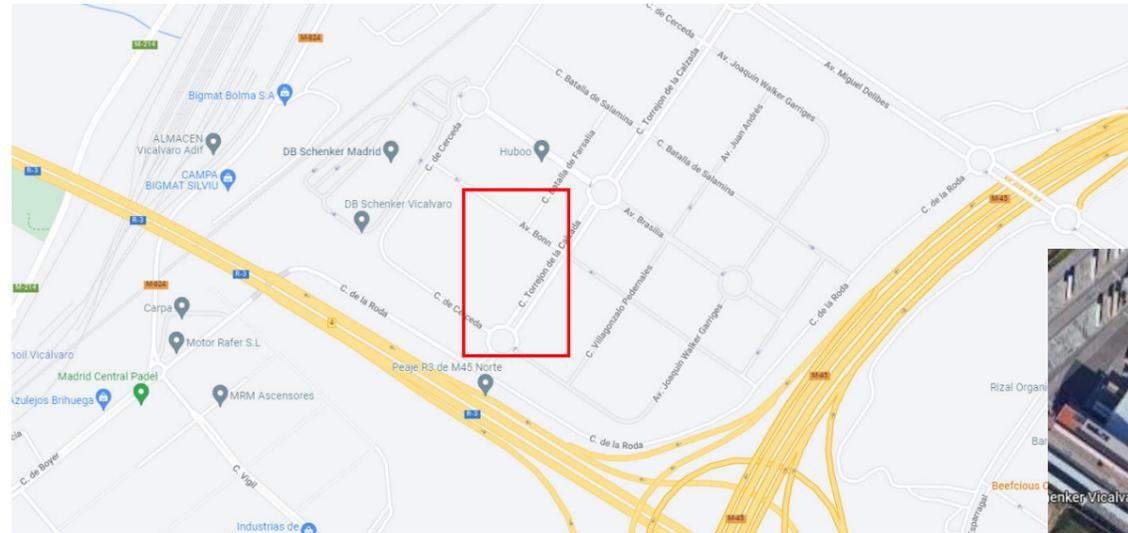
Para obtener más información, por favor visite https://ec.europa.eu/info/legal-notice_es

DOCUMENTO 2:

PLANOS



N.º Plano	Nombre	Escala
01	Situación y emplazamiento	SE
02	Distribución en cubierta	1:200
03	Esquemas unifamiliares	1:200



VICALVARO, MADRID
 COORDENADAS:
 LATITUD 40.407
 LONGITUD -3.581

Proyecto:
 Anteproyecto de un Instalación solar fotovoltaica de autoconsumo de 55.20 KWp en la cubierta de una nave industrial en Vicálvaro, Madrid.

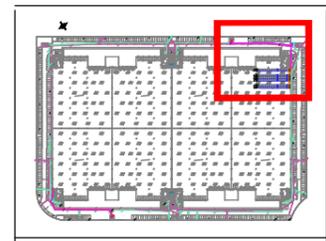
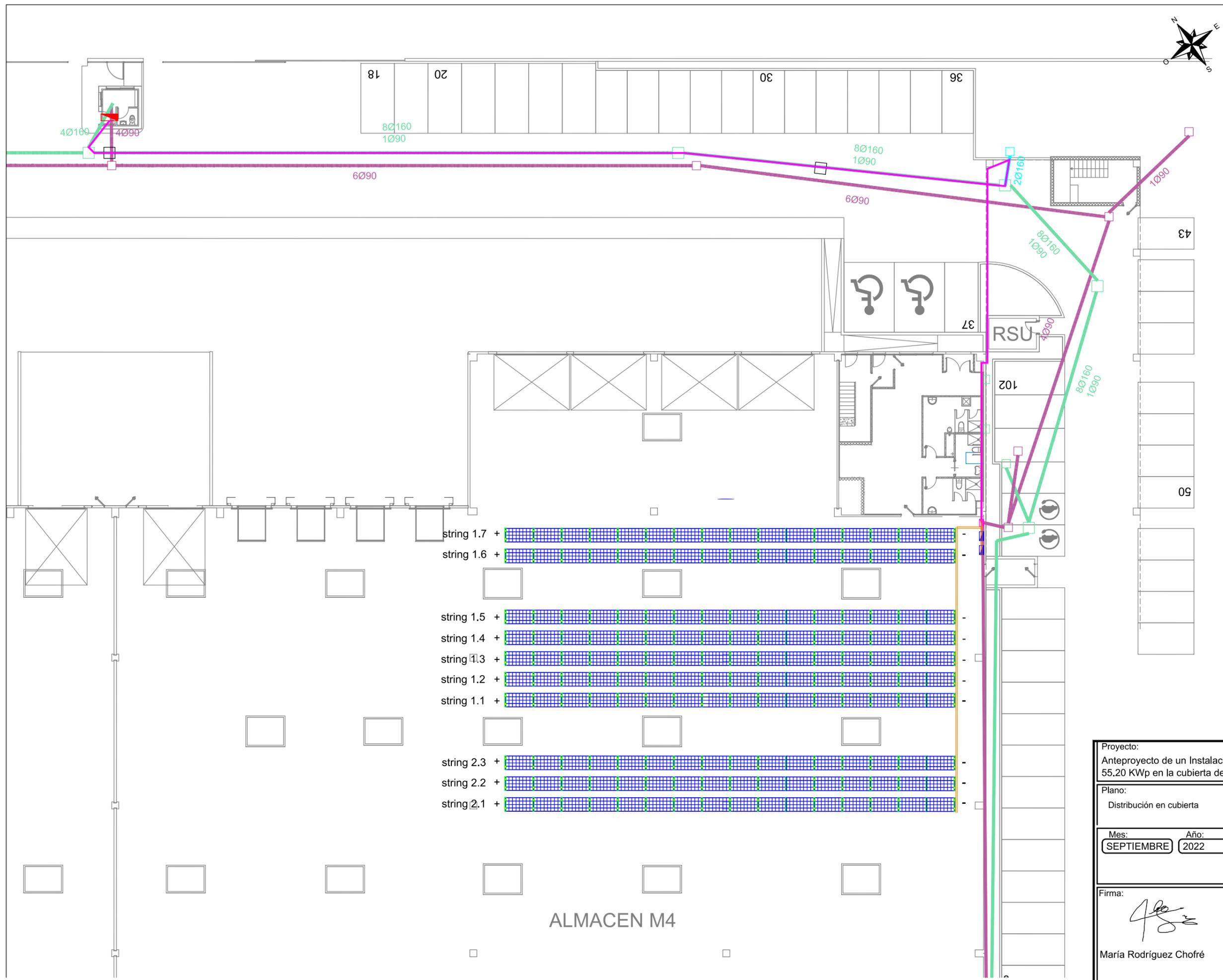
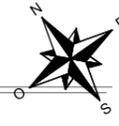
Plano:
 Situación y emplazamiento

Mes: SEPTIEMBRE	Año: 2022	Escala: SE	Nº Plano: 01
--------------------	--------------	---------------	-----------------

Firma:

 María Rodríguez Chofré





Leyenda

Estructura de hormigón	—
Panel fotovoltaico 72 células	■
Arqueta	□
Bandeja rejilla 100x30	—
Inversor	■
Cuadro FV AC	■
Cuadro BT FV	■
Línea AC	—
Canalizaciones BT	—
Canalizaciones TELECO	—

string 1.7 +
string 1.6 +

string 1.5 +
string 1.4 +
string 1.3 +
string 1.2 +
string 1.1 +

string 2.3 +
string 2.2 +
string 2.1 +

ALMACEN M4

Proyecto:
Anteproyecto de un Instalación solar fotovoltaica de autoconsumo de 55.20 KWp en la cubierta de una nave industrial en Vicálvaro, Madrid.

Plano:
Distribución en cubierta

Mes: SEPTIEMBRE	Año: 2022	Escala: 1:200	Nº Plano: 02
--------------------	--------------	------------------	-----------------

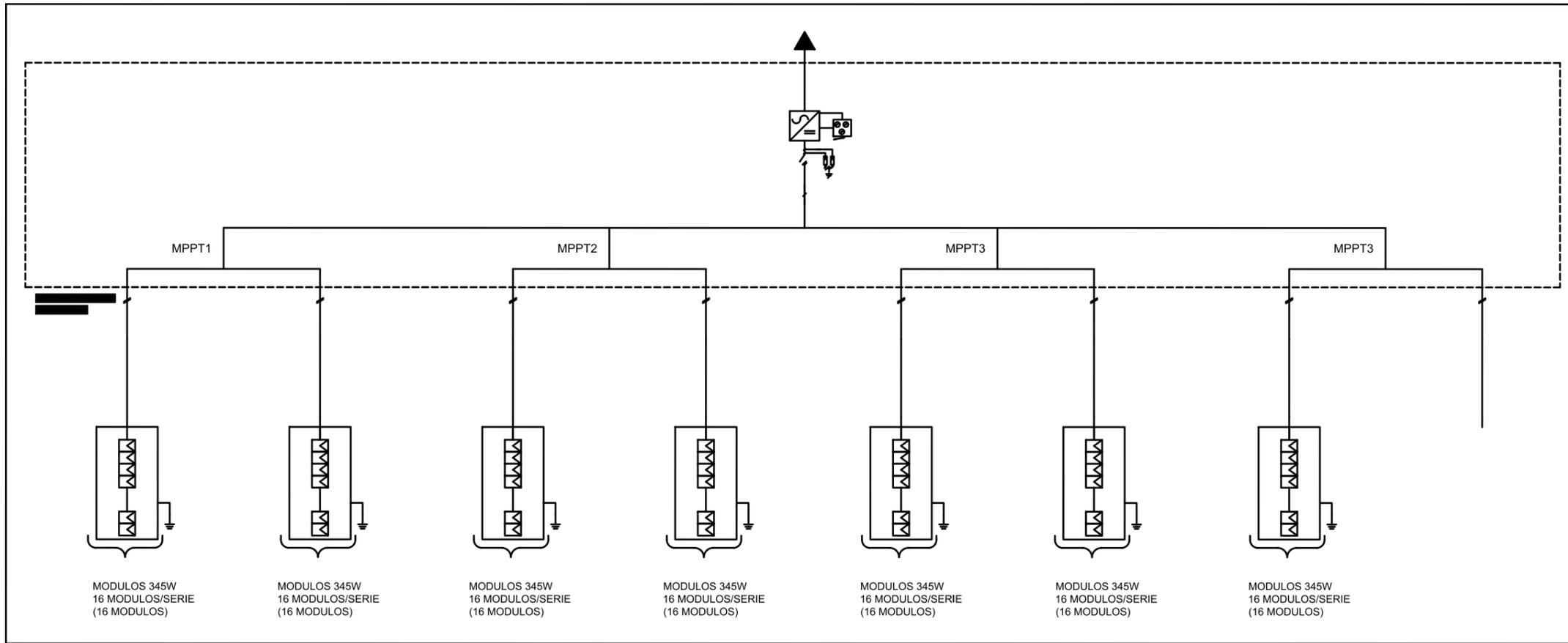
Firma:

María Rodríguez Chofré

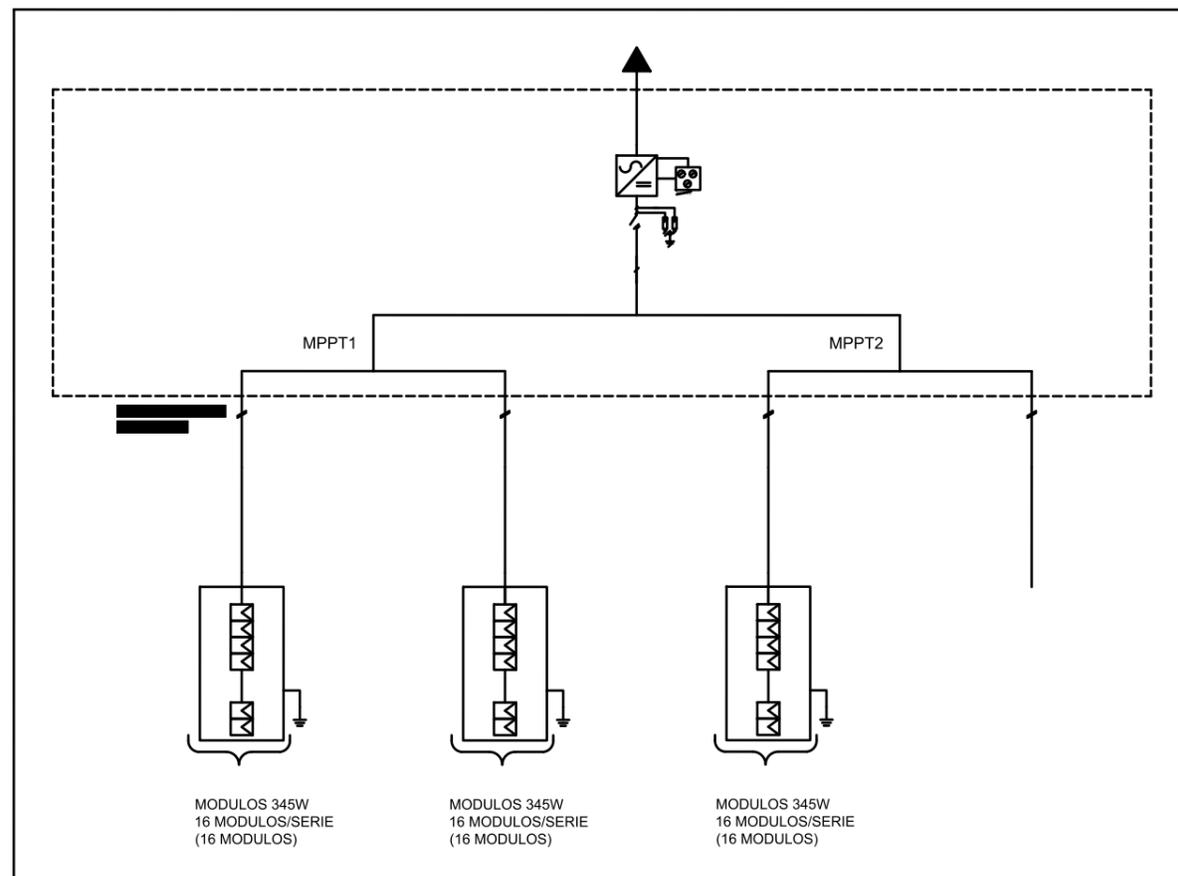

ETS INGENIEROS DE CAMINOS,
CANALES Y PUERTOS


UNIVERSITAT POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA

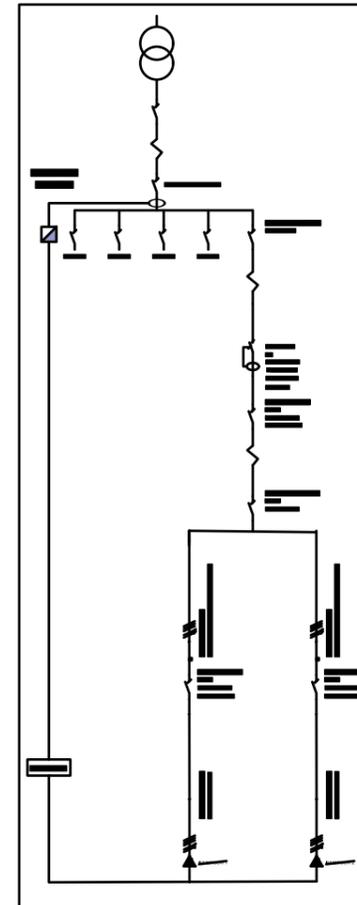
ESQUEMA CONEXION INVERSOR 1 36kW



ESQUEMA CONEXION INVERSOR 2 17kW



CUADRO ALTERNA FV. NAVE



Proyecto:
Anteproyecto de un Instalación solar fotovoltaica de autoconsumo de 55.20 KWp en la cubierta de una nave industrial en Vicálvaro, Madrid.

Plano:
Esquemas unifamiliares

Mes: SEPTIEMBRE Año: 2022 Escala: 1:200 Nº Plano:

03

Firma:
[Signature]
Maria Rodriguez Chofré



DOCUMENTO 3:

PRESUPUESTO



MEDICIONES

MEDICIONES**PRESUPUESTO**

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	CANTIDAD
01	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AUTOCONSUMO DE 55 KWp VICÁLVARO, MADRID					
E02	ud Modulo Fotovoltaico 345 Wp Suministro e instalación de modulo fotovoltaica de340W Poli-cristalino. Contectado y comprobado.					160,00
E04	ud Estructura soporte panel FV Suministro e instalación de estructura de soportación para paneles en cubierta, lastrada e inclinada 10º, con un peso del sistema menor de 25 kg/m2. (incluyendo peso de panel). Totalmente instalado y comprobado.					1,00
E03	ml Lín fotov 1x6mm2 Cu Suministro e instalación de línea de cobre para instalación fotovoltaica, con aislamiento de tensión nominal 0.6/1 kV tipo PV ZZ-F, formada por 2 conductores de 6mm2 de sección, colocada en bandeja o tubo protector, sin aportación de bandeja o tubo, según Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, incluso parte proporcional de pequeño material y piezas especiales, totalmente instalada,conectada y en correcto estado de funcionamiento.					676,00
E05	ml Lín trif 1x16mm2 Cu RZ1-K Suministro e instalación de línea de cobre para conexión entre salida del inversor y cuadro de alterna.					10,00
01.05	ml Lín trif 1x10mm2 Cu RZ1-K Suministro e instalación de línea de cobre para conexión entre salida del inversor y cuadro de alterna.					10,00
01.06	ml Canalización lineas eléctricas CC y CA Bandeja hilo100x35 Suministro e instalación de canalización. Instalado y comprobado.					39,00
01.07	ud Canalización tubo de acero D63 Canalización tubo de acero D63					1,00
01.04	ml Lín trif 4x70mm2 + 1x35mm2 Cu RZ1-K Suministro e instalación de línea de cobre para conexión entre cuadro de alterna y cuadro de Garita.					125,00

MEDICIONES

PRESUPUESTO

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	CANTIDAD
01.09	ud Inversor 36 kW Suministro e instalación de inversor FV 36kW. Totalmente instalado y comprobado.					1,00
01.10	ud Inversor 17 kW Suministro e instalación de inversor FV 17kW. Totalmente instalado y comprobado.					1,00
01.02	ud Cuadro Alterna 55kw Cuadro Alterna 55kw					1,00
01.01	ud Elementos para comunicación inversor-Rack Garita Sistema de comunicación con inversor. Conexión mediante ethernet. Incluido sistema de vertido cero.					1,00

MEDICIONES

PRESUPUESTO

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	CANTIDAD
02	SEGURIDAD Y SALUD					
04	PA Seguridad y salud					1,00

MEDICIONES

PRESUPUESTO

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	CANTIDAD
03	GESTIÓN DE RESIDUOS					
E01	PA Gestión de residuos					1,00

PRECIOS UNITARIOS

CUADRO DE PRECIOS 1

PRESUPUESTO

CÓDIGO	UD	RESUMEN	PRECIO
01		INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AUTOCONSUMO DE 55 KWp VICÁLVARO, MADRID	
E02	ud	Modulo Fotovoltaico 345 Wp Suministro e instalación de modulo fotovoltaica de340W Policristalino. Contectado y comprobado.	243,86
E04	ud	Estructura soporte panel FV Suministro e instalación de estructura de soportación para paneles en cubierta, lastrada e inclinada 10º, con un peso del sistema menor de 25 kg/m2. (incluyendo peso de panel). Totalmente instalado y comprobado.	7.592,51
E03	ml	Lín fotov 1x6mm2 Cu Suministro e instalación de línea de cobre para instalación fotovoltaica, con aislamiento de tensión nominal 0.6/1 kV tipo PV ZZ-F, formada por 2 conductores de 6mm2 de sección, colocada en bandeja o tubo protector, sin aportación de bandeja o tubo, según Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, incluso parte proporcional de pequeño material y piezas especiales, totalmente instalada, conectada y en correcto estado de funcionamiento.	3,17
E05	ml	Lín trif 1x16mm2 Cu RZ1-K Suministro e instalación de línea de cobre para conexión entre salida del inversor y cuadro de alterna.	7,24
01.05	ml	Lín trif 1x10mm2 Cu RZ1-K Suministro e instalación de línea de cobre para conexión entre salida del inversor y cuadro de alterna.	6,31
01.06	ml	Canalización líneas eléctricas CC y CA Bandeja hilo100x35 Suministro e instalación de canalización. Instalado y comprobado.	12,51
01.07	ud	Canalización tubo de acero D63 Canalización tubo de acero D63	185,35
			CIENTO OCHENTA Y CINCO EUROS con TREINTA Y CINCO CÉNTIMOS

CUADRO DE PRECIOS 1

PRESUPUESTO

CÓDIGO	UD	RESUMEN	PRECIO
01.04	ml	Lin trif 4x70mm ² + 1x35mm ² Cu RZ1-K Suministro e instalación de línea de cobre para conexión entre cuadro de alterna y cuadro de Garita.	51,20
01.09	ud	Inversor 36 kW Suministro e instalación de inversor FV 36kW. Totalmente instalado y comprobado.	CINCUENTA Y UN EUROS con VEINTE CÉNTIMOS 4.205,32
01.10	ud	Inversor 17 kW Suministro e instalación de inversor FV 17kW. Totalmente instalado y comprobado.	CUATRO MIL DOSCIENTOS CINCO EUROS con TREINTA Y DOS CÉNTIMOS 3.121,14
01.02	ud	Cuadro Alterna 55kw Cuadro Alterna 55kw	TRES MIL CIENTO VEINTIUN EUROS con CATORCE CÉNTIMOS 1.852,45
01.01	ud	Elementos para comunicación inversor-Rack Garita Sistema de comunicación con inversor. Conexión mediante ethernet. Incluido sistema de vertido cero.	MIL OCHOCIENTOS CINCUENTA Y DOS EUROS con CUARENTA Y CINCO CÉNTIMOS 2.154,80
			DOS MIL CIENTO CINCUENTA Y CUATRO EUROS con OCHENTA CÉNTIMOS

CUADRO DE PRECIOS 1

PRESUPUESTO

CÓDIGO	UD	RESUMEN	PRECIO
02		SEGURIDAD Y SALUD	
04		PA Seguridad y salud	561,00

QUINIENTOS SESENTA Y UN EUROS

CUADRO DE PRECIOS 1

PRESUPUESTO

CÓDIGO	UD	RESUMEN	PRECIO
03		GESTIÓN DE RESIDUOS	
E01		PA Gestión de residuos	200,00

DOSCIENTOS EUROS

PRESUPUESTO

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

PRESUPUESTO

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
01	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AUTOCONSUMO DE 55 KWp ViCÁLVARO, MADRID							
E02	ud Modulo Fotovoltaico 345 Wp Suministro e instalación de modulo fotovoltaica de340W Poli-cristalino. Contectado y comprobado.							
						160,00	243,86	39.017,60
E04	ud Estructura soporte panel FV Suministro e instalación de estructura de soportación para paneles en cubierta, lastrada e inclinada 10º, con un peso del sistema menor de 25 kg/m2. (incluyendo peso de panel). Totalmente instalado y comprobado.							
						1,00	7.592,51	7.592,51
E03	ml Lin fotov 1x6mm2 Cu Suministro e instalación de línea de cobre para instalación fotovoltaica, con aislamiento de tensión nominal 0.6/1 kV tipo PV ZZ-F, formada por 2 conductores de 6mm2 de sección, colocada en bandeja o tubo protector, sin aportación de bandeja o tubo, según Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, incluso parte proporcional de pequeño material y piezas especiales, totalmente instalada,conectada y en correcto estado de funcionamiento.							
						676,00	3,17	2.142,92
E05	ml Lin trif 1x16mm2 Cu RZ1-K Suministro e instalación de línea de cobre para conexión entre salida del inversor y cuadro de alterna.							
						10,00	7,24	72,40
01.05	ml Lin trif 1x10mm2 Cu RZ1-K Suministro e instalación de línea de cobre para conexión entre salida del inversor y cuadro de alterna.							
						10,00	6,31	63,10
01.06	ml Canalización líneas eléctricas CC y CA Bandeja hilo100x35 Suministro e instalación de canalización. Instalado y comprobado.							
						39,00	12,51	487,89
01.07	ud Canalización tubo de acero D63 Canalización tubo de acero D63							
						1,00	185,35	185,35
01.04	ml Lin trif 4x70mm2 + 1x35mm2 Cu RZ1-K Suministro e instalación de línea de cobre para conexión entre cuadro de alterna y cuadro de Garita.							
						125,00	51,20	6.400,00

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

PRESUPUESTO

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
01.09	ud Inversor 36 kW Suministro e instalación de inversor FV 36kW. Totalmente instalado y comprobado.					1,00	4.205,32	4.205,32
01.10	ud Inversor 17 kW Suministro e instalación de inversor FV 17kW. Totalmente instalado y comprobado.					1,00	3.121,14	3.121,14
01.02	ud Cuadro Alterna 55kw Cuadro Alterna 55kw					1,00	1.852,45	1.852,45
01.01	ud Elementos para comunicación inversor-Rack Garita Sistema de comunicación con inversor. Conexión mediante ethernet. Incluido sistema de vertido cero.					1,00	2.154,80	2.154,80
TOTAL 01.....								67.295,48

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

PRESUPUESTO

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
02	SEGURIDAD Y SALUD							
04	PA Seguridad y salud							
						1,00	561,00	561,00
	TOTAL 02.....							561,00

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

PRESUPUESTO

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
03	GESTIÓN DE RESIDUOS							
E01	PA Gestión de residuos							
						1,00	200,00	200,00
	TOTAL 03.....							200,00
	TOTAL.....							68.056,48

Bibliografía

- [1] Herramienta PVGIS: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/tools.htm#MR
- [2] Seminario PV in Bloom. Universidad de Jaén:
http://www.ujaen.es/investiga/solar/documentacion_pv_in_bloom/Seminarios%20PV%20in%20Bloom.%20Estimacion%20de%20la%20energia%20generada..pdf
- [3] Página Web Retain: <https://retaintechologies.com/ventajas-paneles-fotovoltaicos-en-empresas/>
- [4] Página Web UNEF: <https://www.unef.es/es/recursos-informes>
- [5] Página Web Iberdrola: <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/que-es-energia-fotovoltaica>
- [6] Página Web Climate selectra: <https://climate.selectra.com/es/que-es/energias-renovables>
- [7] Anuario fotovoltaico 2021: <https://anpier.org/wp-content/uploads/2021/11/Anuario-Fotovoltaico-2021.pdf>
- [8] Página Web Enel GP: <https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/energias-renovables/energia-solar/modulo-fotovoltaico>
- [9] Página Web Sotysolar: https://sotysolar.es/placas-solares/inversor-solar-que-son-que-tipos-existen?utm_source=google&utm_medium=paid&utm_campaign=search_DSA&qclid=Cj0KCQjw06OTBhC_ARIsAAU1yOVxqZ5DSzmNFEJlq_5dR90bei-neRLtRbcWxo_jkydUFeTkJulPGSQaAoVQEALw_wcB
- [10] Página Web Albasolar: <https://albasolar.es/elementos-de-proteccion-de-la-instalacion-fotovoltaica/>
- [11] Código técnico de la Edificación de España, Documento Básico HE, Ahorro de energía: <https://www.codigotecnico.org/pdf/Documentos/HE/DBHE.pdf>
- [12] Guía de aplicación del Código Técnico Documento Básico HE (Junio2022): https://www.codigotecnico.org/pdf/GuiasyOtros/Guia_aplicacion_DBHE2019.pdf

- [13] Página Web: <https://studylib.es/doc/5197034/fig.-3.1.-zonas-clim%C3%A1ticas-tabla-3.3-zonas-clim%C3%A1ticas>
- [14] Herramienta PVGIS: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/tools.html
- [15] Página Web: <https://smartspain.es/pvgis-espana/>
- [16] Página Web Statista: <https://es.statista.com/estadisticas/498634/porcentaje-de-energia-procedente-de-fuentes-renovables-en-espana/>
- [17] Página Web Statista: <https://es.statista.com/estadisticas/1004393/porcentaje-de-energia-solar-fotovoltaica-generada-por-region-en-espana/>
- [18] Página Web Statista: <https://es.statista.com/estadisticas/1004387/potencia-solar-fotovoltaica-instalada-en-espana/>
- [19] Página Web Ree: <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2022/03/potencia-instalada-solar-fotovoltaica-en-espana-aumenta-casi-un-30-por-ciento-en-2021>
- [20] Página Web PVMagazine: <https://www.pv-magazine.es/2019/06/26/espana-el-segundo-mercado-fotovoltaico-de-europa-durante-los-proximos-5-anos/>
- [21] Página Web PVMagazine: <https://www.pv-magazine.es/2019/06/24/la-columna-de-unef-2019-ano-de-la-consolidacion-de-la-energia-fotovoltaica-como-elemento-fundamental-ante-la-crisis-climatica/>
- [22] Página Web Monsolar: <https://www.monsolar.com/blog/conexion-serie-paralelo-de-placas-solares/>
- [23] TFM: López, 2021. “*Proyecto de instalación solar fotovoltaica de 17,6KW sobre cubierta de nave industrial en Monserrat en régimen de autoconsumo con venta de excedentes*”. Escuela técnica superior de Ingeniería industrial Valencia. UPV.
- [24] TFM: Pérez, 2013. “*Instalación fotovoltaica en nave industrial para autoconsumo conectada a la red eléctrica*”. Master de Energías Renovables. Universidad Politécnica de Cartagena.
- [25] BOE Reglamento electrotécnico para baja tensión e ITC, marzo 2022.

[26] Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

[27] Real decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

[28] Datos IPC:

<https://www.ine.es/varipc/verVariaciones.do?idmesini=7&anyoini=2010&idmesfin=7&anyofin=2021&ntipo=1&enviar=Calcular>

[30] “Energy Technology Perspectives” – International Energy Agency (IEA)