



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA

Curso Académico:

Índice

1. INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA	4
1. 1. Objeto del proyecto.....	5
1. 2. Principio de funcionamiento	5
1. 3. Energía de sol.....	7
1. 4. Principales componentes de una planta fotovoltaica	10
1. 4. 1. Generador	10
1. 4. 2. Inversor	14
1. 5. Tipologías de paneles fotovoltaicos	16
1. 5. 1. Silicio monocristalino	16
1. 5. 2. Silicio multicristalino o policristalino.....	16
1. 5. 3. Silicio amorfo con átomos de Hidrógeno	17
1. 5. 4. Tecnologías Thin-Film.....	17
2. CASO PRÁCTICO: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 100 kWp.....	19
2. 1. Introducción	20
2. 2. Emplazamiento.....	20
2. 3. Descripción de la instalación.....	21
2. 3. 1. Punto de conexión.....	21
2. 4. Marco normativo	22
2. 5. Orientación e inclinación de los paneles	23
2. 6. Distancia mínima ente paneles	24
2. 7. Elección de los paneles o generador fotovoltaico	27
2. 8. Elección del inversor fotovoltaico	28
2. 9. Acoplamiento correcto entre generador fotovoltaico e inversor	30
2. 10. Número de módulos en serie (N_S) y strings en paralelo (N_P) por inversor	31
2. 11. Dimensionamiento y selección del cableado.....	32
2. 11. 1. Cableado en CC.....	33
2. 11. 2. Cableado en AC	37
2. 10. 3. Punto de conexión.....	40
2. 12. Protecciones	42
2. 12. 1. Protecciones recomendadas en el lado de CC	42
2. 12. 2. Protecciones recomendadas en el lado de AC.....	42
2. 12. 3. Protecciones utilizadas en la instalación.....	43

2. 13. Toma de tierra	45
2. 13. 1. Toma de tierra en CC.....	45
2. 13. 2. Toma de tierra en AC.....	46
2. 14. Estructura de montaje.....	48
2. 14. 1. Materiales utilizados	49
3. PLIEGO DE CONDICIONES.....	52
3. 1. Objeto	53
3. 2. Definiciones.....	53
3. 3. Diseño.....	55
3. 3. 1. Diseño del generador fotovoltaico.....	55
3. 3. 2. Diseño del sistema de monitorización	56
3. 3. 3. Componentes y materiales.....	57
3. 3. 4. Sistemas generadores fotovoltaicos:	58
3. 3. 5. Estructura soporte:.....	58
3. 3. 6. Inversores.....	59
3. 3. 7. Cableado.....	61
3. 3. 8. Conexión a red	62
3. 3. 9. Medidas.....	62
3. 3. 10. Protecciones.....	62
3. 3. 11. Puesta a tierra	62
3. 3. 12. Armónicos y compatibilidad electromagnética.....	62
3. 4. Programa de mantenimiento	63
4. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD	65
4. 1. Objeto del estudio.....	66
4. 2. Normativa.....	66
4. 3. Características de la instalación.....	66
4. 3. 1. Descripción de la instalación y situación	66
4. 3. 2. Descripción de los procesos.....	66
4. 3. 3. Número máximo previsto de personal y duración estimada de los trabajos de instalación.....	67
4. 4. Definición de los riesgos	67
4. 4. 1. Riesgos generales.....	67
4. 4. 2. Riesgos específicos	68
4. 4. 3. Riesgos derivados del uso de máquinas y medios auxiliares.....	69

4. 5. Medidas de protección y prevención	71
4. 5. 1. Medidas preventivas colectivas y de carácter general.....	71
4. 5. 2. Medidas preventivas personales	72
5. ANÁLISIS DE VIABILIDAD ECONÓMICA.....	73
5. 1. Estimación de la producción anual de energía.....	74
5. 2. Presupuesto inicial	74
5. 3. Análisis económico	76
5. 4. Conclusiones.....	78
6. PLANOS.....	79
7. BIBLIOGRAFÍA.....	80
ANEXO 1. HOJAS TÉCNICAS DEL FABRICANTE	82

1. INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA

1. 1. Objeto del proyecto

El presente proyecto trata sobre el diseño de una instalación fotovoltaica conectada a red sobre la cubierta de la nave industrial situada tal y como se indica en el apartado “2. 2. *Emplazamiento*”.

El objeto de este proyecto será valorar la viabilidad técnica y económica de esta instalación, estimando tanto el tiempo en el que se recuperaría la inversión como los beneficios que se podría obtener a partir de haberla recuperado.

La instalación no es una instalación de autoconsumo, sino que la energía producida se vuelca enteramente a la red. Teniendo en cuenta el marco normativo actual (ver apartado 2.4), es muy difícil obtener rentabilidad del autoconsumo en España en la situación actual, y por eso se ha escogido este tipo de instalación, que se encuentra en régimen especial con las primas correspondientes. Esto se verá con más detalle en el apartado “5. 3. *Análisis Económico*”. En este trabajo, se tratará de analizar detalladamente tanto la parte técnica como la económica de proyectos de esta índole.

Es evidente que para obtener la máxima energía inyectada a la red, y con ello el máximo beneficio, el objetivo del diseño es instalar la máxima potencia posible en la cubierta, siempre y cuando no se excedan los 100 kW, ya que se trata de una instalación generadora de “pequeña potencia” según el Real Decreto 1699/2011 y se conectará a la red de Baja Tensión.

Para tratar de ofrecer al lector un acercamiento y una visión más general de la tecnología fotovoltaica, se ha incluido a continuación una introducción teórica básica de las tecnologías y los procesos que intervienen en ella.

1. 2. Principio de funcionamiento

La tecnología fotovoltaica se aprovecha del efecto fotoeléctrico, a través del cual es posible generar electricidad a partir de materiales semiconductores “dopados”. Este tipo de energía tiene infinidad de ventajas, ya que no se emiten materiales contaminantes ni se necesita de combustibles fósiles (excepto para su construcción). Además, aunque la inversión inicial es elevada, los costes de mantenimiento y funcionamiento son bastante reducidos en comparación con otras centrales generadoras de electricidad convencionales.

La energía generada por una planta fotovoltaica depende de diversos factores, principalmente:

- Radiación solar incidente en la instalación.
- Inclinación y orientación de los paneles.
- Presencia de sombras.
- Rendimientos de los componentes de la instalación, en especial de módulos e inversores.

Una planta fotovoltaica puede estar aislada o conectada a la red; está compuesta en general por: el generador (módulos fotovoltaicos), una estructura soporte de los paneles, un edificio, un sistema de control y acondicionamiento energético, un posible sistema de almacenamiento de energía (baterías), cuadros y aparataje eléctrico para protección y maniobra, así como todo el cableado (ver figuras 1. 1. y 1. 2).

La principal desventaja de la producción fotovoltaica es la gran dependencia de las condiciones atmosféricas, que dificulta la adaptación a la demanda y hace que los sistemas fotovoltaicos contribuyan poco a la estabilidad del sistema eléctrico.

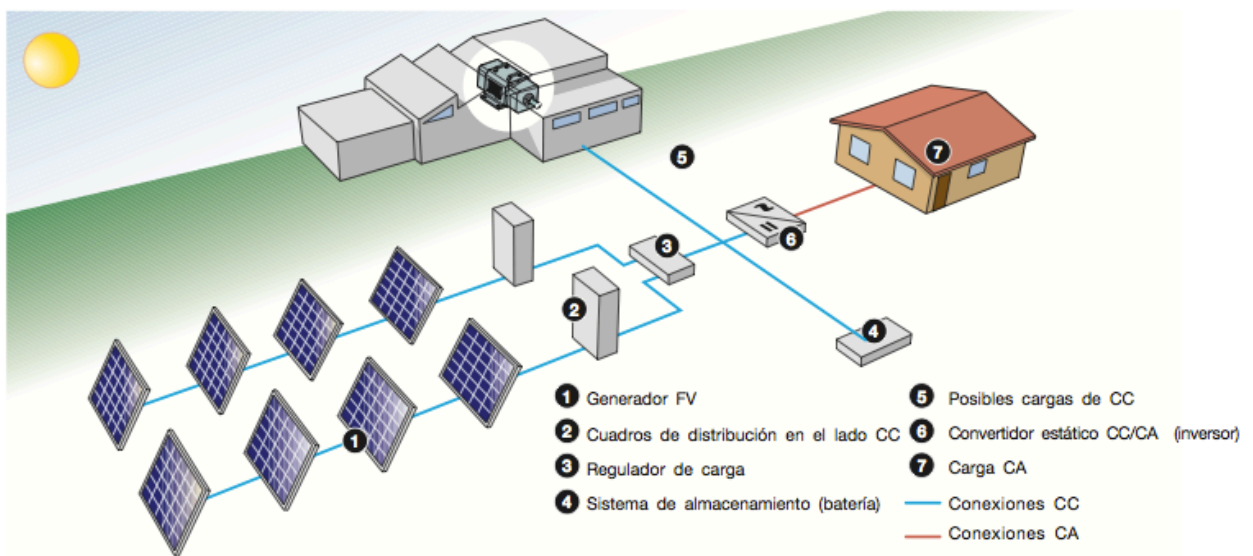


Figura 1. 1. Instalación fotovoltaica aislada (fuente: ABB)

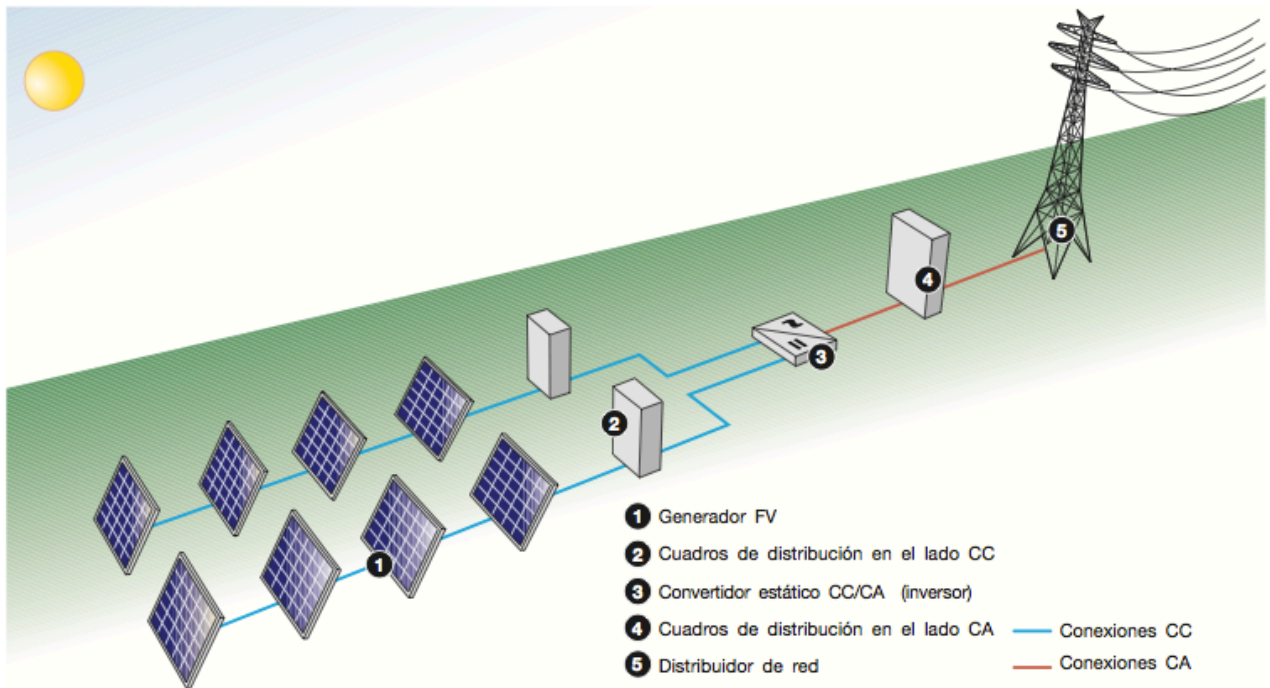


Figura 1. 2. Instalación fotovoltaica conectada a red (fuente: ABB)

1. 3. Energía de sol

A la capa exterior de la atmósfera terrestre llega una irradiancia promedio de $1367 \text{ W/m}^2 \pm 3\%$, que depende de la distancia entre la tierra y el sol y de la actividad solar (manchas solares), como se puede observar en la figura 1. 3.

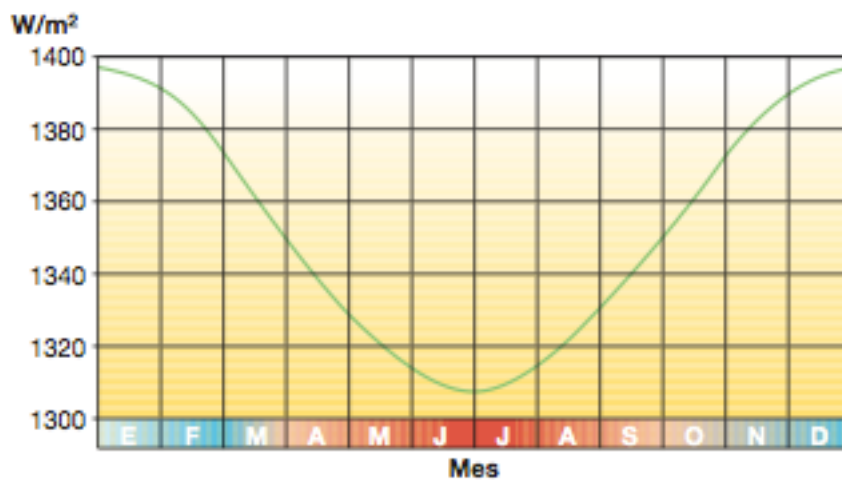


Figura 1. 3. Radiación extraatmosférica (fuente: ABB)

Al atravesar la atmósfera, esta intensidad de radiación solar decae porque es parcialmente reflejada y absorbida. Después de atravesarla, además, queda parcialmente difusa por el aire y partículas sólidas suspendidas en él (ver figura 1. 4.).

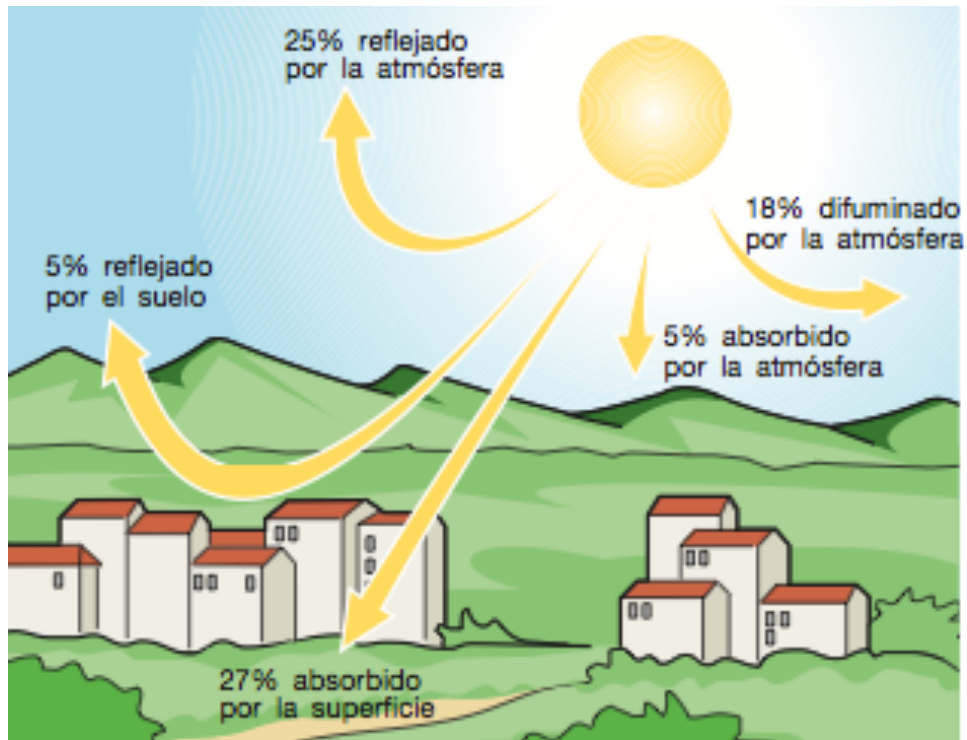
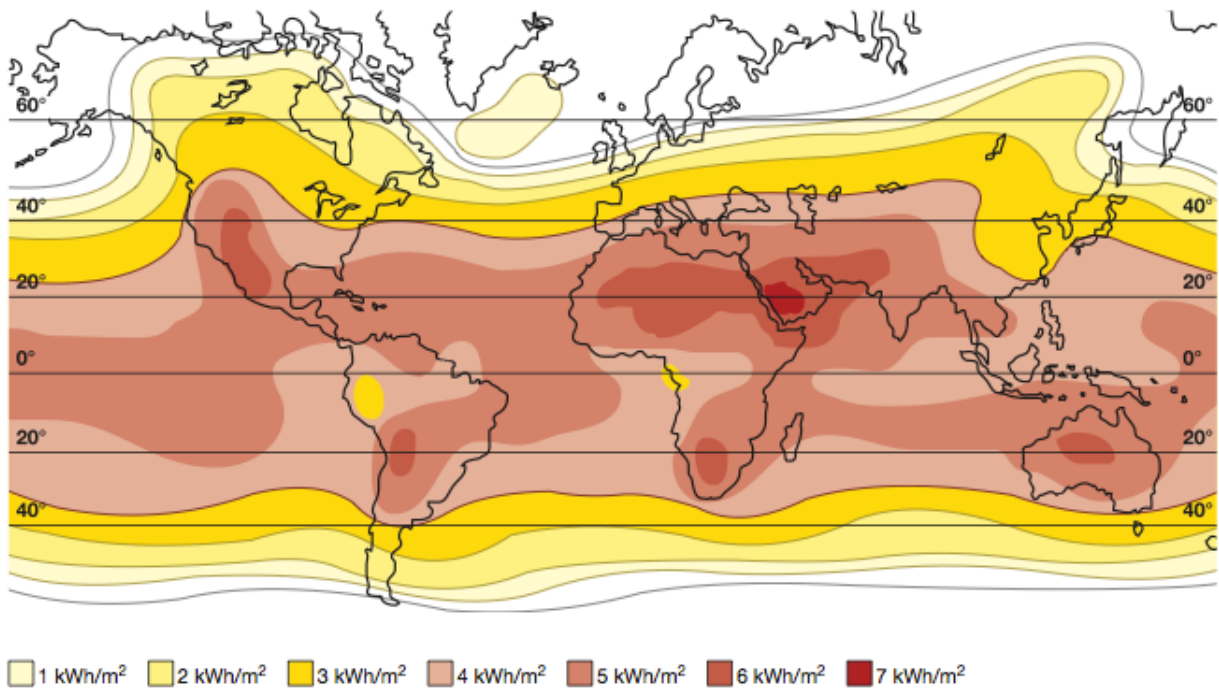


Figura 1. 4. Flujo energético entre el sol, la atmósfera y el suelo (fuente: ABB)

La radiación que incide sobre una superficie horizontal tiene 3 componentes:

- Radiación directa, relacionada con la irradiancia que llega del sol.
- Radiación difusa proveniente de todo el firmamento.
- Radiación reflejada por determinadas superficies de un entorno próximo



*Figura 1. 5. Irradiancia solar promedio en un plano inclinado de 30° hacia el sur [kWh/m²/día]
 (fuente: ABB)*

1. 4. Principales componentes de una planta fotovoltaica

1. 4. 1. Generador

La célula fotovoltaica es el componente elemental de los generadores fotovoltaicos, ésta suele estar compuesta por un material semiconductor que es normalmente silicio tratado. El silicio, que es tetravalente, se “dopa” con átomos trivalentes (dopaje positivo – Tipo P) en una capa y átomos pentavalentes en otra (dopaje negativo – Tipo N). La primera tiene exceso de huecos, mientras que la segunda tiene exceso de electrones.

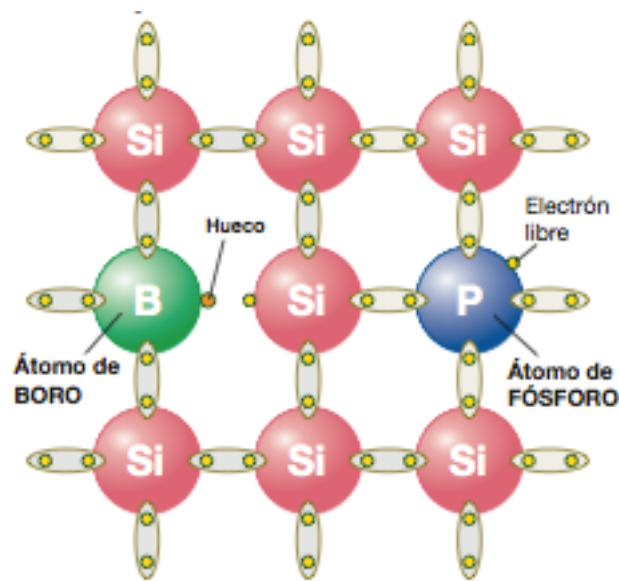


Figura 1. 6. Silicio dopado (fuente: ABB)



Figura 1. 7. Unión P-N (fuente: ABB)

En el área de contacto en una unión P-N, los electrones se desplazan desde la mitad con exceso de electrones hasta la que tiene déficit (de N a P), quedando carga negativa acumulada en la región P. Con los huecos ocurre lo contrario, quedando una acumulación de carga positiva en la región N. De este modo se crea en la unión un campo eléctrico que se opone a la difusión de las cargas eléctricas. Con esto, al aplicar una tensión exterior, la unión sólo permite el flujo de corriente en un sentido, comportándose como un diodo.

Así, cuando la célula está expuesta a la luz, se crean varios pares electrón-hueco a causa del efecto fotovoltaico en ambas regiones. Al conectar la unión a un conductor externo y obtener un circuito cerrado, la corriente va desde la capa P, con un potencial mayor, hasta la capa N, con un potencial menor, creando así un flujo de electrones cuando la célula está iluminada.

La región de silicio que realmente interviene en la generación de corriente eléctrica es la que rodea la unión P-N, ya que las cargas generadas en el interior acaban recombinándose. Por esto, es importante que la superficie de la célula fotovoltaica sea grande (a mayor superficie, mayor intensidad generada).

En el mercado se comercializan módulos fotovoltaicos, que son asociaciones de células fotovoltaicas. Varios módulos conectados mecánica y eléctricamente conforman un panel. A su vez, varios paneles conectados en serie componen una cadena o array; y varios arrays en paralelo componen finalmente un generador fotovoltaico o huerto.

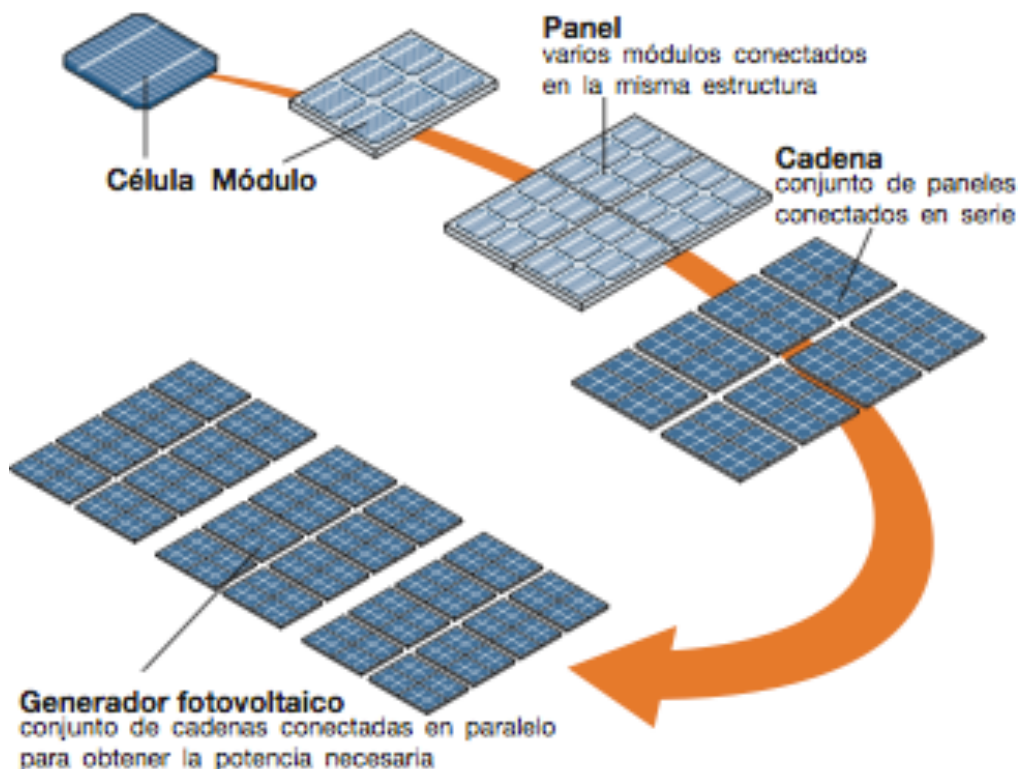


Figura 1. 8. De la célula al generador (fuente: ABB)

Las células que componen cada módulo pueden no ser exactamente iguales por defectos de fabricación y por tanto no tener la misma tensión. Cuando esto ocurre, se genera una corriente que va desde el bloque de células de mayor tensión hasta el de menor, produciéndose pérdidas por desequilibrio. También puede ocurrir por otras razones, como por ejemplo una irradiancia solar diferente, células deterioradas o sombras parciales. Las células que se encuentren en este estado se comportan como diodos, bloqueando la intensidad que generan otras células y pudiendo perforar la unión por sobrecalentamientos locales, dañando el módulo.

Para paliar este problema, los módulos poseen diodos de bypass que cortocircuitan estas zonas problemáticas. Tal y como ocurre entre las células de un mismo panel, también ocurre entre paneles del campo. Así, también se insertan diodos para impedir flujos de corriente inversa.

En cuanto a la estructura de los módulos fotovoltaicos, el módulo estándar de silicio cristalino está compuesto por:

- Lámina protectora superior con elevada transparencia (vidrio templado normalmente).
- Material encapsulante: evita el contacto directo de la célula y el vidrio y aísla eléctricamente a la célula del resto (etileno vinilo acetato (EVA)).
- Soporte posterior (vidrio, metal, plástico).
- Bastidor metálico (aluminio).

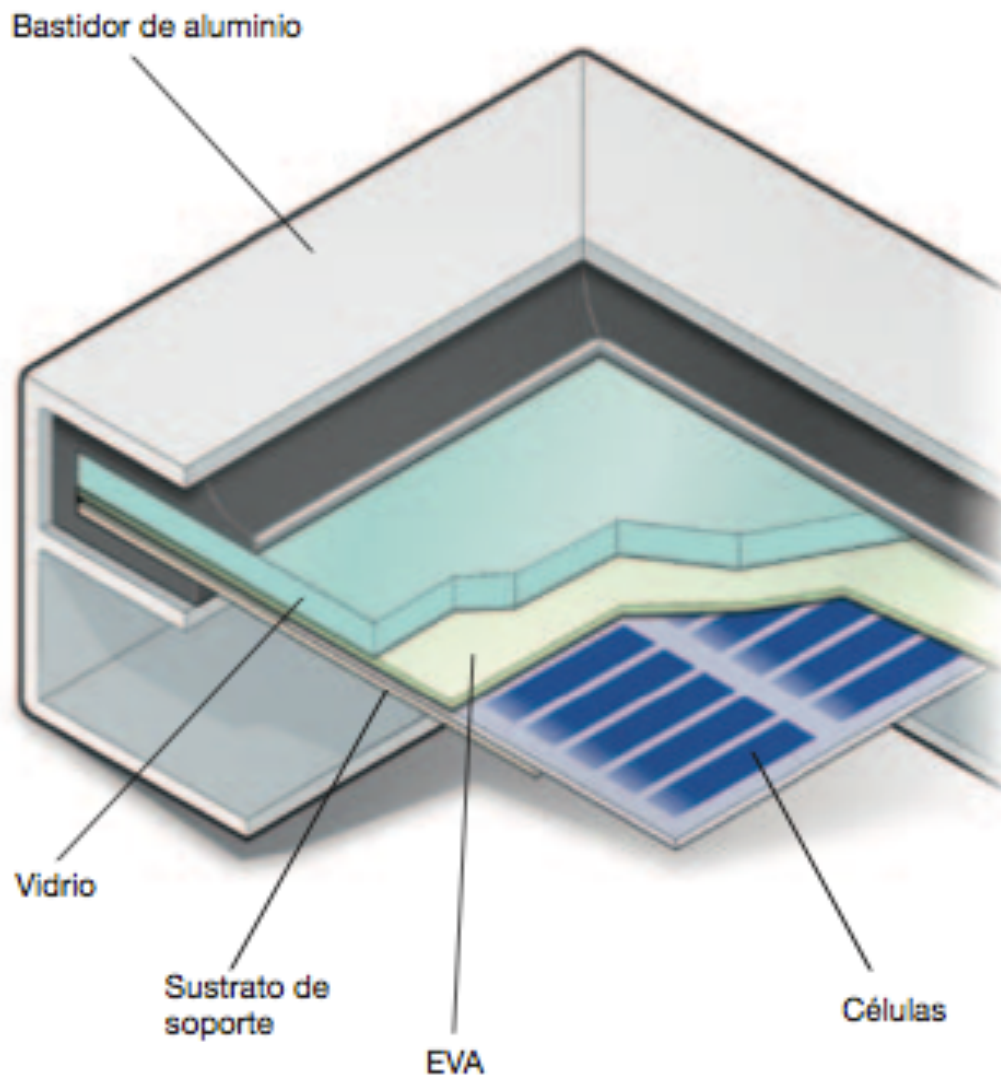


Figura 1. 9. Sección de módulo estándar de silicio cristalino (fuente: ABB)

1. 4. 2. Inversor

La función del inversor es transformar la corriente continua generada por las células fotovoltaicas en corriente alterna, así como controlar la calidad de la energía destinada a la red a través de un filtro L-C que se encuentra montado en su interior.

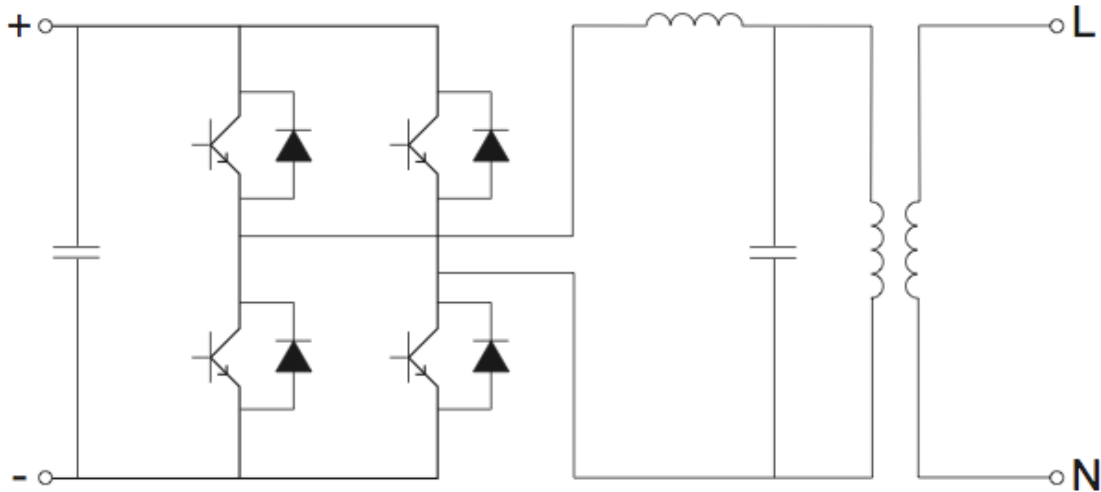


Figura 1. 10. Esquema básico de funcionamiento de un inversor monofásico (fuente: ABB)

Para que la onda de salida se ajuste lo mejor posible a una sinusoidal, se utiliza la técnica de modulación del ancho de pulso PWM (Pulse Width Modulation). Con esto se consigue variar la frecuencia de la onda de salida, así como su valor RMS (Root Mean Square).

En el inversor se utiliza el seguimiento del punto de máxima potencia MPPT (Maximum Power Point Tracking) para adaptarse de forma óptima a la carga del generador. Este MPPT calcula continuamente el valor de la curva I-V del generador y obtiene el punto de máxima potencia obtenible por el inversor. Esto se puede conseguir a través de varios algoritmos MPPT, que inducen pequeñas variaciones de carga a intervalos regulares para estudiar si las desviaciones provocadas de intensidad y tensión provocan un resultado mayor o menor de potencia obtenida (producto de I por V).

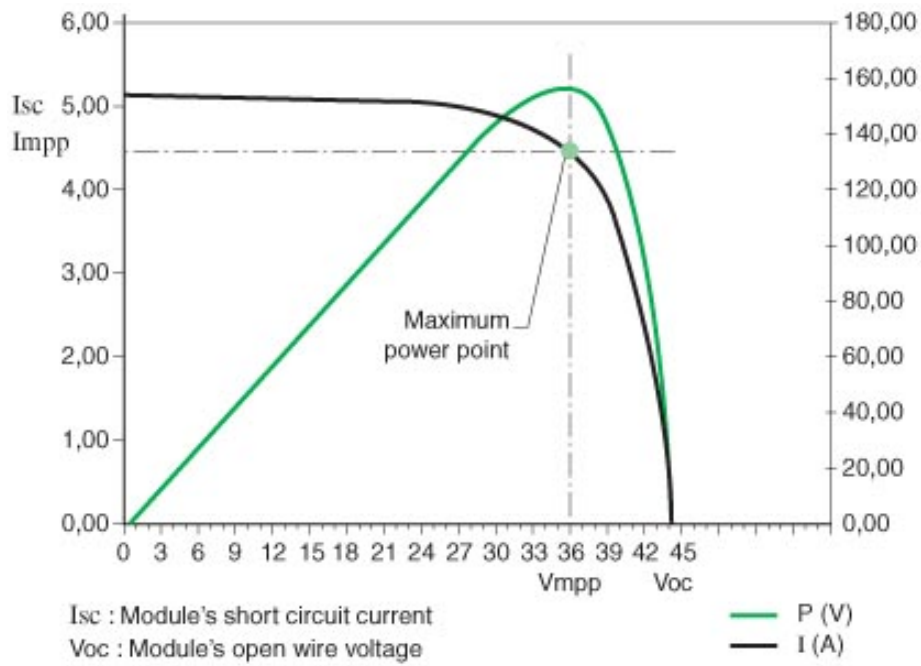


Figura 1. 11. Ejemplo Punto de Máxima Potencia (MPP) de un generador fotovoltaico
(fuente: <http://www.electrical-installation.org>)

1. 5. Tipologías de paneles fotovoltaicos

1. 5. 1. Silicio monocristalino

Estructura regular de silicio de alta pureza. Tiene un comportamiento predecible y uniforme, y se puede dopar fácilmente. Principalmente, sus ventajas son la eficiencia y la larga duración de sus propiedades con el tiempo. Sin embargo, su proceso de fabricación es lento y costoso y son los mas caros de fabricar. El grano es fino ($<1\mu\text{m}$).

$\eta_{\text{cell}}\approx 22\%$; $\eta_{\text{module}}\approx 20\%$; $E_g=1,1\text{eV}$



Figura 1. 12. Panel de silicio monocristalino (fuente: ABB)

1. 5. 2. Silicio multicristalino o policristalino

Estructura regular por zonas, separadas por “grain boundaries” que reducen la eficiencia. En cambio, su proceso de fabricación es más barato y sencillo. Su duración también es buena y la mayor parte del rendimiento se mantiene (85% de la eficiencia inicial a los 20 años). Grosor del multicristalino de $<10\text{cm}$. Grosor del policristalino de $<1\text{mm}$.

$\eta_{\text{cell}}\approx 20\%$; $\eta_{\text{module}}\approx 16\%$; $E_g=1,1\text{eV}$

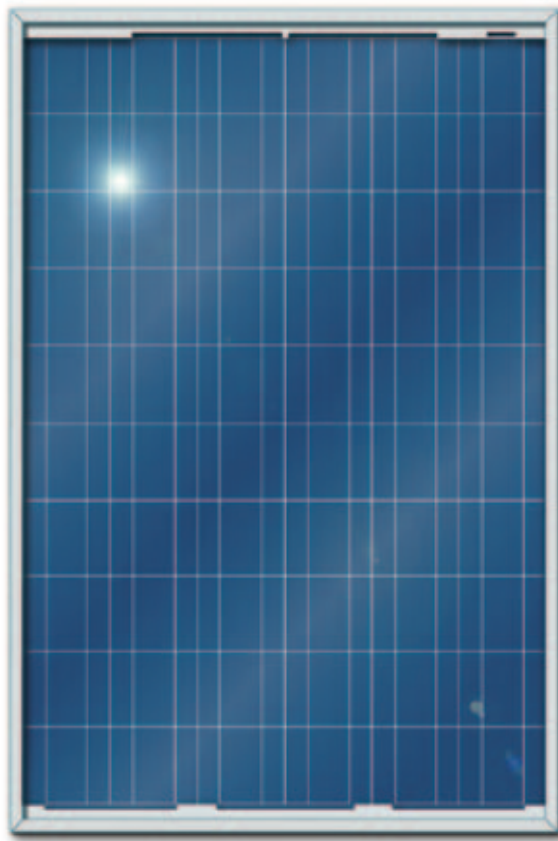


Figura 1. 13. Panel de silicio policristalino (fuente: ABB)

1. 5. 3. Silicio amorfo con átomos de Hidrógeno

Poseen una estructura muy irregular y una peor eficiencia debido a los “enlaces colgantes” (dangling bonds) que imposibilitan un correcto dopado. Se suelen añadir átomos de hidrógeno para saturar estos enlaces y obtener un mejor rendimiento, pero esto aumenta la energía del gap E_g (energía necesaria para que la célula comience a generar). Su principal ventaja es su precio y suele utilizarse en ocasiones en las que es necesario minimizar el peso de los paneles o adaptarlo a superficies no planas.

$\eta_{\text{cell}} \approx 13\%$; $\eta_{\text{module}} \approx 8\%$; $E_g = 1,7\text{eV}$ (con H)

1. 5. 4. Tecnologías Thin-Film

Estas tecnologías se basan en depositar capas finas de cierto material semiconductor sobre un sustrato como por ejemplo cristal. Así, se pueden conseguir células más baratas y más finas con prestaciones similares al silicio cristalino. Las principales desventajas de éstas son la disponibilidad de los materiales y la toxicidad de algunos. Existen diferentes tipos, algunos comercializables y otros en desarrollo:

- GaAs (Arseniuro de Galio)

Aplicaciones aeroespaciales. Precio muy elevado. Células muy finas.

$\eta_{cell} > 20\%$ (29% experimental); $E_g = 1,43\text{eV}$

- CdTeS (Telururo de Cadmio-Sulfuro de Cadmio)

El CdTe que contiene la célula no es soluble en agua y puede ser un problema en cuanto a su tratamiento después del uso. Presenta un mayor rendimiento que el silicio amorfo. Su precio es medio y presenta un valor de E_g casi óptimo para el espectro solar.

$\eta_{cell} \approx 16\%$ (19% experimental); $E_g = 1,48\text{eV}$

- CIS, CIGS y CIGSS (Aleaciones de Diseleniuro de Indio- Cobre)

Tecnología en desarrollo. El silicio se sustituye por aleaciones especiales:

- CIS: Cobre, Indio y Selenio.
- CIGS: Cobre, Indio, Galio y Selenio.
- GIGSS: Cobre, Indio, Galio, Selenio y Azufre.

Las células son muy finas y el precio es bajo.

$\eta_{cell} \approx 13\%$ (20% experimental); E_g de 1 a 1,7 eV dependiendo de la aleación

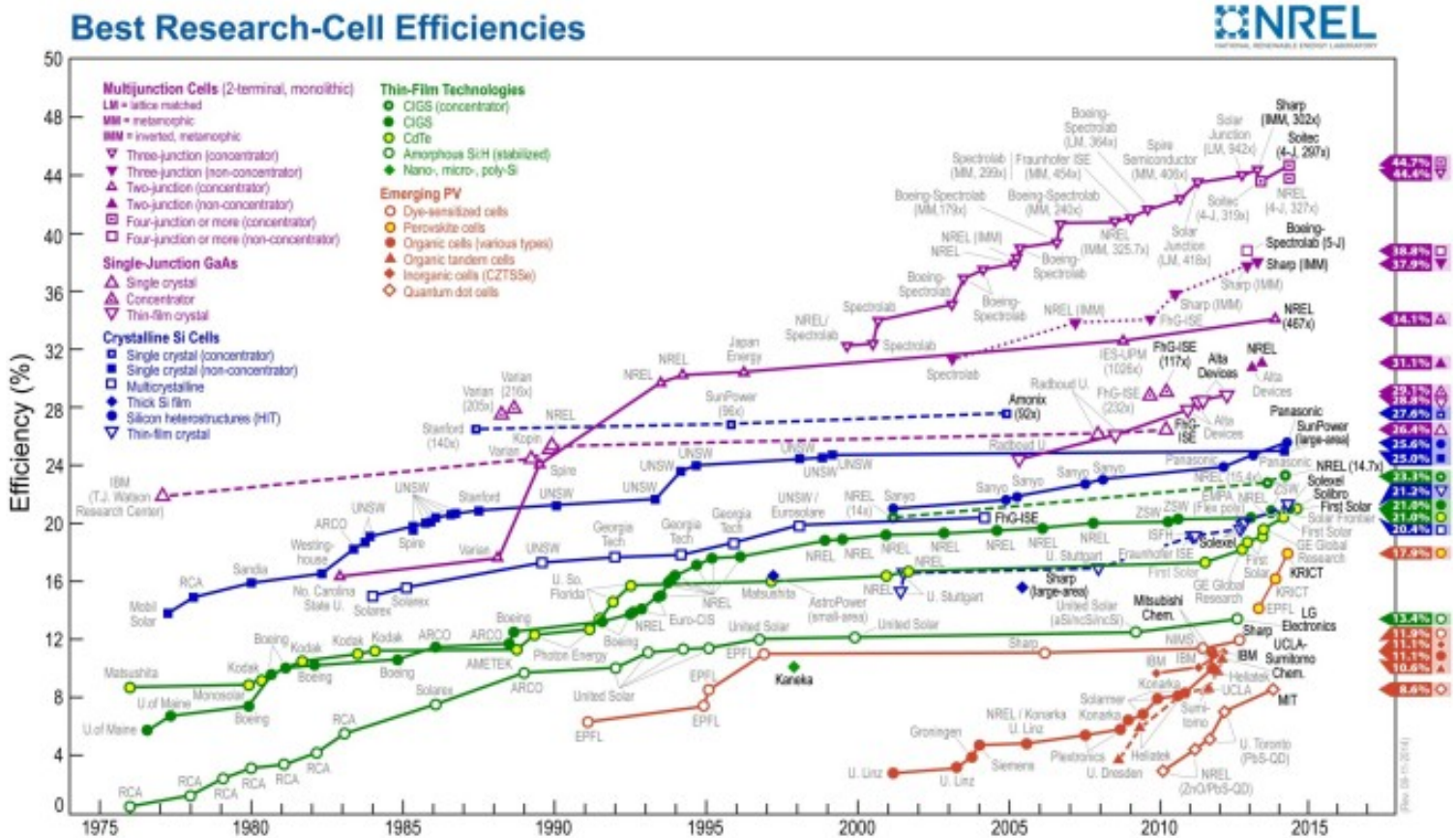


Figura 1. 14. Evolución de la eficiencia de las tecnologías de células fotovoltaicas (fuente: NREL)

2. CASO PRÁCTICO: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 100 kWp

2. 1. Introducción

Este trabajo trata de describir el diseño y la configuración de una planta fotovoltaica de 100kWp conectada a la red de baja tensión. Esta instalación se dispondrá en la cubierta de una nave industrial del Puig de Santa María, de 2507m². Dicha nave está orientada prácticamente hacia el sur (como se puede ver en la figura 2. 1.), con 17º de desviación. La cubierta tiene cuatro vertientes paralelas dos a dos inclinadas 12º, de modo que se asemejaría a la forma que tendrían dos tejados convencionales inclinados puestos uno al lado del otro; y un voladizo frontal con la superficie prácticamente plana.

2. 2. Emplazamiento

La instalación se situará en C/ les Rotes, 11 (el Puig de Santa María).

Latitud: 39.5880778

Longitud: -0.2842529



Figura 2. 1. Lugar de emplazamiento (fuente: Google Maps)

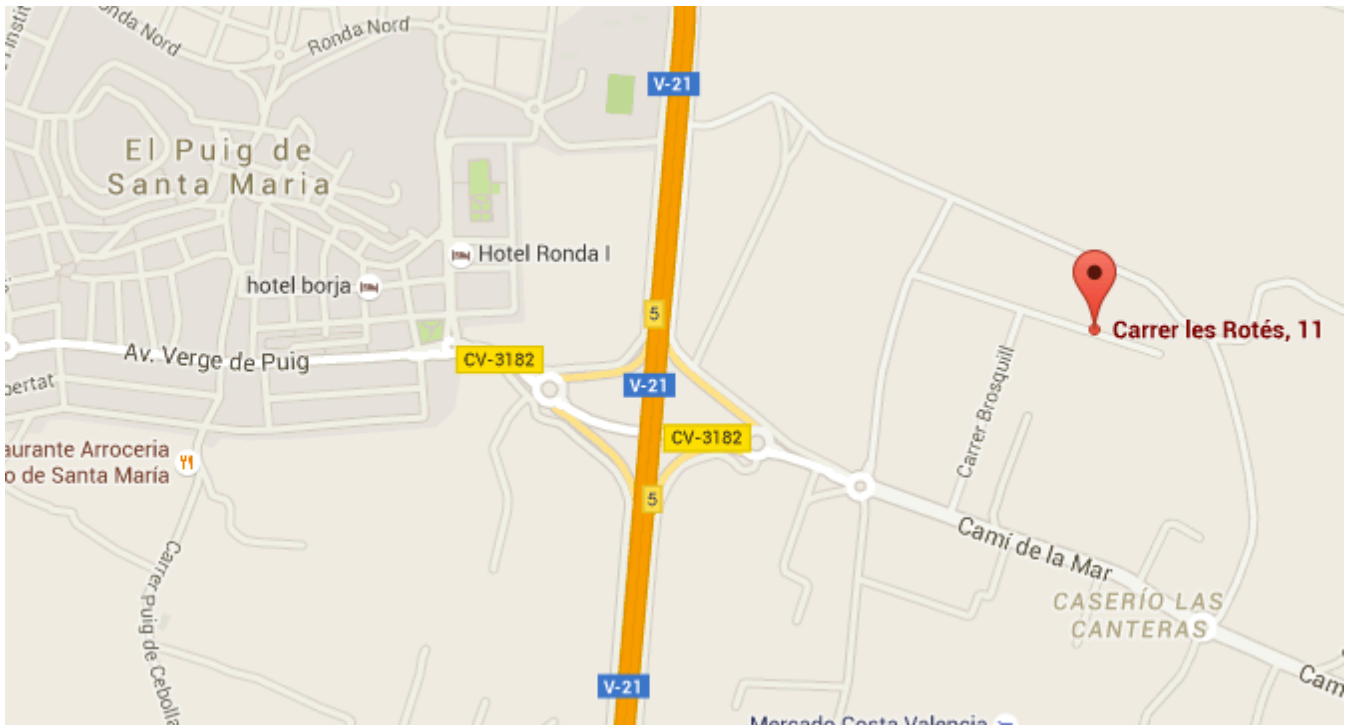


Figura 2. 2. Lugar de emplazamiento (fuente: Google Maps)

2. 3. Descripción de la instalación

Esta instalación trata de la construcción de un generador fotovoltaico de 99,63 kWp exactamente conectado a la red eléctrica. La energía producida por la central solar fotovoltaica se inyecta en la línea trifásica de baja tensión (230V/400V) mediante la utilización de inversores DC/AC apropiados.

El sistema fotovoltaico consta de 486 módulos de 205 Wp repartidos en 27 strings de 18 paneles cada uno. Cada 3 strings se agruparán en un inversor de 10 kW, siendo un total de 9 los inversores instalados por razones de orientación y por petición del cliente. Los cálculos realizados se detallarán y justificarán en apartados posteriores.

2. 3. 1. Punto de conexión

Referencia: 9023669350

CUPS: ES0021000016396349RZ

Será en 3X400/230V, en las instalaciones de enlace antes de la medida.

- Tensión nominal máxima y mínima de la red: 3X400/230 + 7%V.
- Intensidad de cortocircuito: 30kA

2. 4. Marco normativo

- Real Decreto 1627/1997, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Real Decreto 614/2001, del 8 de Junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo.
- Real Decreto 842/2002 del 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.
- Real Decreto 2177/2004, del 12 de noviembre, por el que se modifica el Real Decreto 1215/1997, del 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 1699/2011, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia (<100kW).
- Real Decreto-Ley 1/2012, del 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.
- Ley 15/2012, del 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.
- Decreto-Ley 2/2013, del 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero.
- Ley 24/2013, del 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 413/2014, del 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.

- Normas UNE:

UNE 20460-7-712: 2006. Instalaciones eléctricas en edificios

Especificación AENOR EA 0038: Cables eléctricos de utilización en circuitos de sistemas fotovoltaicos.

UNE 20460-5-523: Intensidades admisibles en cableados.

- CTE, Código Técnico de la Edificación:

Documento básico HE5: Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica

- Reglamento Electrotécnico de BT, en particular:

ITC-BT-40: Instalaciones generadoras de baja tensión.

ITC-BT-07: Redes subterráneas para distribución en baja tensión.

ITC-BT-18: Instalaciones de puesta a tierra.

ITC-BT-24: Protección frente a los contactos directos e indirectos.

- Especificaciones de la compañía eléctrica que proporciona el punto de conexión, en este caso, Iberdrola.

2. 5. Orientación e inclinación de los paneles

Como ya se ha mencionado, el ángulo α de orientación de los paneles será de 17° , ya que es el mismo que el de orientación de la nave.

En cuanto a la inclinación β de los paneles, si obtenemos la inclinación óptima anual para la situación de la instalación:

$$\beta_{\text{óptima}} = 3,7 + 0,69 \cdot |\varphi|$$

siendo $|\varphi|$ el valor absoluto de la latitud del emplazamiento. Por tanto,

$$\beta_{\text{óptima}} = 3,7 + 0,69 \cdot 39,5880778 = 31,016^\circ$$

Se ha elegido una $\beta = 30^\circ$ por ser un valor muy cercano al óptimo y su mayor facilidad en cuanto al montaje.

2. 6. Distancia mínima ente paneles

Teniendo en cuenta la inclinación de los paneles, se va a proceder al cálculo de las sombras proyectadas en ciertas épocas del año, ya que podrían suponer una importante pérdida de rendimiento del conjunto de la instalación.

La expresión a utilizar será la siguiente:

$$L = d_1 + d_2 = L_C \cdot \left[\frac{\sin \beta_C}{\tan h_s} + \cos \beta_C \right], \text{ siendo:}$$

L = distancia entre filas

L_C = lado más corto del panel

β_C = ángulo de inclinación de los paneles

h_s = altura solar correspondiente a las 12:00 del 21 de diciembre

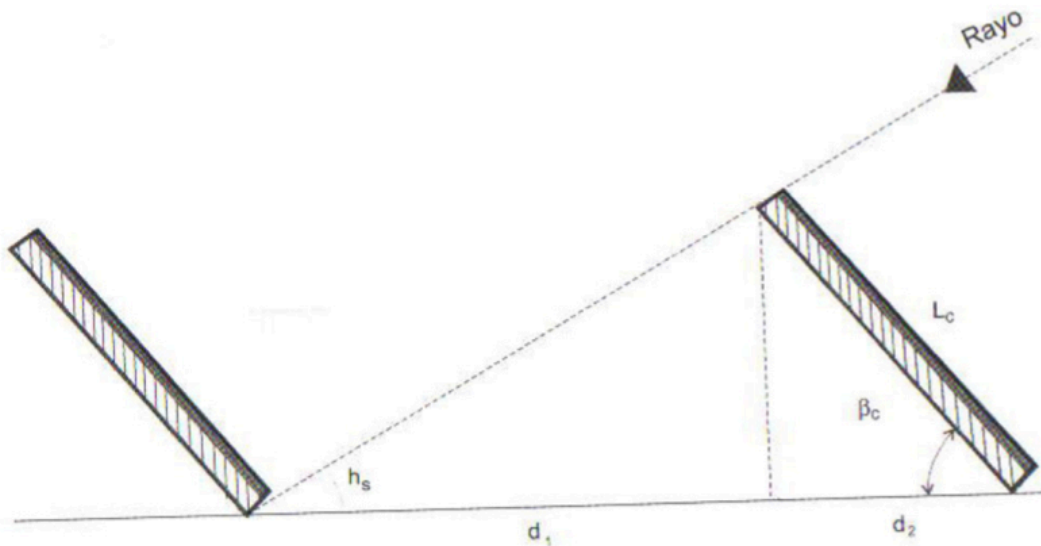


Figura 2. 3. Diagrama de sombras

Esta fórmula sería válida si la nave estuviera orientada completamente hacia el sur y, aún así, habría que ajustarla para la parte del campo que se encuentra en la cubierta con dos tipos

distintos de vertientes (como se puede ver explicado en “2. 1. Introducción” y representado en la figura 2. 4.).

De este modo, y para una mayor fiabilidad, se ha realizado la simulación correspondiente con el programa PVSYST. Se ha tenido en cuenta la inclinación de las vertientes de la cubierta introduciendo los parámetros para delimitar la forma de la cubierta y la altura. Se ha obtenido que, ubicando los paneles a una distancia de **2,5m** en cada vertiente y a **2,15m** en la parte frontal, se garantiza un mínimo de cuatro horas de sol en torno al solsticio de invierno tal y como se establece en el pliego de condiciones técnicas para Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a Red del IDAE:

“La distancia d , medida sobre la horizontal, entre filas de módulos o entre una fila y un obstáculo de altura h que pueda proyectar sombras, se recomienda que sea tal que se garanticen al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno.

En cualquier caso, d ha de ser como mínimo igual a $h \cdot k$, siendo k un factor adimensional al que, en este caso, se le asigna el valor $1/\tan(61^\circ - \text{latitud})$.”

Cabe destacar que la primera fila de módulos de cada vertiente se encuentra a una distancia de 2,2m de la segunda, tal y como se puede ver en el Plano nº2 incluido al final de este documento. Así, finalmente, quedan un total 27 filas de 4 paneles en cada una de las 4 vertientes, así como 54 paneles en la parte frontal distribuidos en 4 filas (486 módulos en total, tal y como se ha dicho anteriormente).

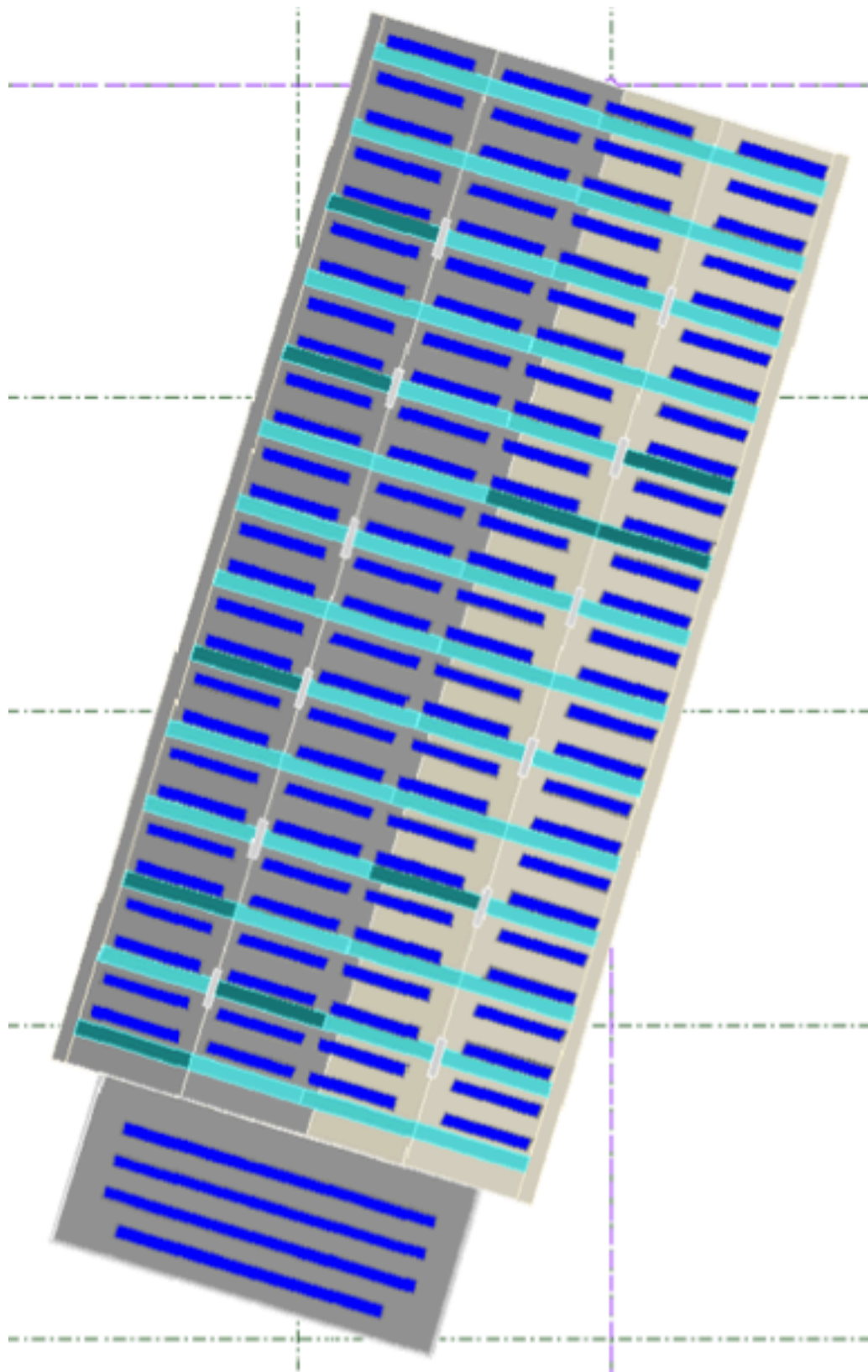


Figura 2. 4. Vista en planta de la instalación

2. 7. Elección de los paneles o generador fotovoltaico

Para la elección de los módulos fotovoltaicos se ha tenido en cuenta sus características típicas de operación, además de sus características físicas. Se ha elegido una potencia de 205 Wp para intentar distribuir los strings de una manera uniforme a través de toda la cubierta teniendo en cuenta que se busca una potencia de 100 kWp. Por último, se ha elegido tecnología policristalina por ser la de uso más extendido en estas aplicaciones; y se ha elegido una empresa fabricante conocida que asegurase la calidad y garantías de los módulos, como es el caso de General Electric. Todo esto, teniendo en cuenta los modelos disponibles en la empresa donde se ha realizado este proyecto.

Los módulos elegidos pertenecen a la firma General Electric y el modelo elegido es el GEPVp-205-M, de tecnología policristalina. Pueden verse todas sus especificaciones técnicas y características en el catálogo que se adjuntará en apartados posteriores. A continuación, una tabla Excel con las principales características utilizadas para el dimensionamiento y la nomenclatura que se utilizará en adelante para tal fin:

Parámetro	Notación	Valor
Potencia Pico	$P_{MOD-MPP-STC}$	205 Wp
Tensión MPP	$V_{MOD-MPP-STC}$	27,2 V
Corriente MPP	$I_{MOD-MPP-STC}$	7,6 A
Tensión en Circuito Abierto	$V_{MOD-OC-STC}$	33 V
Corriente de Cortocircuito	$I_{MOD-SC-STC}$	8,2 A
Coefficiente de Tª Tensión V_{OC}	β_V	-0,12 V/°C
Coefficiente de Tª Corriente I_{SC}	α_I	5,6 mA/°C
Tª nominal de operación	NOTC	50 °C

Tabla 2. 1. Principales parámetros del módulo FV escogido

Y, como ya se ha mencionado anteriormente, sabiendo que disponemos de 486 módulos, la potencia pico total del generador fotovoltaico será de:

$$P_{GFV-MPP-STC} = 99630 \text{ Wp} = 99,63 \text{ Wp}$$

2. 8. Elección del inversor fotovoltaico

En cuanto al inversor escogido, se ha tenido en cuenta la disposición de los strings en la cubierta de la nave. El inversor escogido, como se puede ver a continuación y en el “Anexo 1: Hojas técnicas del fabricante.”, posee 3 entradas CC independientes, lo que lo hace óptimo para la distribución elegida, y evitando así la agrupación de los strings en cajas de conexión CC. También es evidente que se han tenido en cuenta las características de operación, como es la potencia, los rangos de tensiones MPP, la corrientes máximas que soporta, el rendimiento, etc. Por último, cabe señalar que, además de haberse seleccionado el inversor entre los disponibles en la empresa, se han tenido en cuenta algunas funciones adicionales integradas en éstos, como es el interruptor-seccionador de CC integrado o la interfaz Ethernet integrada para la conexión a red y el registro de datos.

Cabe añadir que en cuanto la relación “potencia del generador - potencia admitida por el inversor” se ha tenido en cuenta un factor de dimensionamiento igual a 0,85 por encontrarse la instalación en el sur de Europa en una latitud entre 35º y 45º.

ZONA	F_s
Norte de Europa (lat. 55 - 70º)	0,65 – 0,8
Europa Central (lat. 45 - 55º)	0,75 – 0,9
Sur de Europa (lat. 35 - 45º)	0,85 – 1,0

Figura 2. 5. Valores orientativos del factor de dimensionamiento del inversor para una instalación orientada al sur con una inclinación próxima a la latitud

Con esto, se ha escogido 9 inversores Sunways Solar modelo NT10000 de 10 kW de potencia nominal y las características y especificaciones técnicas que se pueden ver en el catálogo adjuntado en apartados posteriores. Así, el factor de dimensionamiento tendría un margen mayor. Y como la potencia pico del generador es de 99630 Wp, a cada uno de los 9 inversores le corresponden 11070 Wp. Teniendo en cuenta que $P_{DC-MAX}=12000$ Wp para cada inversor:

$$F_s = 11070/12000 = 0,9225;$$

que cumple con el rango estimado para la zona geográfica en la que se encuentra la instalación.

Asimismo, también se adjunta a continuación una tabla Excel con los datos más importantes utilizados en el dimensionamiento:

Parámetro	Valor
V_{DC-MAX}	900 V
I_{DC-MAX}	11 A
$V_{MPPT-MIN}$	340 V
$V_{MPPT-MAX}$	750 V

Tabla 2. 2. Principales parámetros del inversor escogido

Cabe añadir que En una instalación en la que existen partes del generador fotovoltaico con diferentes orientaciones y/o inclinaciones, o en el caso de sombras inevitables, se pueden disminuir considerablemente las pérdidas en la instalación fotovoltaica por estos efectos si cada una de estas partes del generador fotovoltaico, con una misma orientación e inclinación, está conectada directamente a un inversor específico. De esta forma se consigue que todos los módulos que van conectados a un inversor reciban en todo momento el mismo nivel de irradiancia.

En el caso de que se desee instalar el inversor a la intemperie hay que protegerlo de las condiciones climáticas adversas como la lluvia, humedad, radiación directa, etc. Por ello, el inversor debe tener un grado de aislamiento mínimo del tipo IP 65, como se establece en el pliego de condiciones técnicas de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red del IDAE:

“Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.”

Y, con IP 65, se entiende según la norma UNE 20324, que el inversor está protegido contra el acceso a partes peligrosas con un alambre de diámetro mayor que 1 mm, que es totalmente estanco al polvo y que está protegido frente a la proyección de agua a chorros sobre la envolvente en cualquier dirección.

Esta configuración de inversor conectado directamente al string de módulos, presenta las siguientes ventajas frente a la configuración de inversor centralizado:

- Supresión de la caja de conexiones del generador fotovoltaico
- Reducción del cableado de los módulos y supresión de la conducción principal de corriente continua.
- Reducción de costes asociada a los dos aspectos anteriores
- Es posible ajustar las diferentes tensiones del punto de máxima potencia de cada string.
- Escalabilidad

2. 9. Acoplamiento correcto entre generador fotovoltaico e inversor

En cuanto al acoplamiento entre el GFV e inversor, es necesario cumplir una serie de criterios para garantizar el correcto funcionamiento y seguridad del campo. Estos criterios pueden resumirse en la siguiente gráfica, donde se ha utilizado la notación de las tablas 2. 1. y 2. 2.:

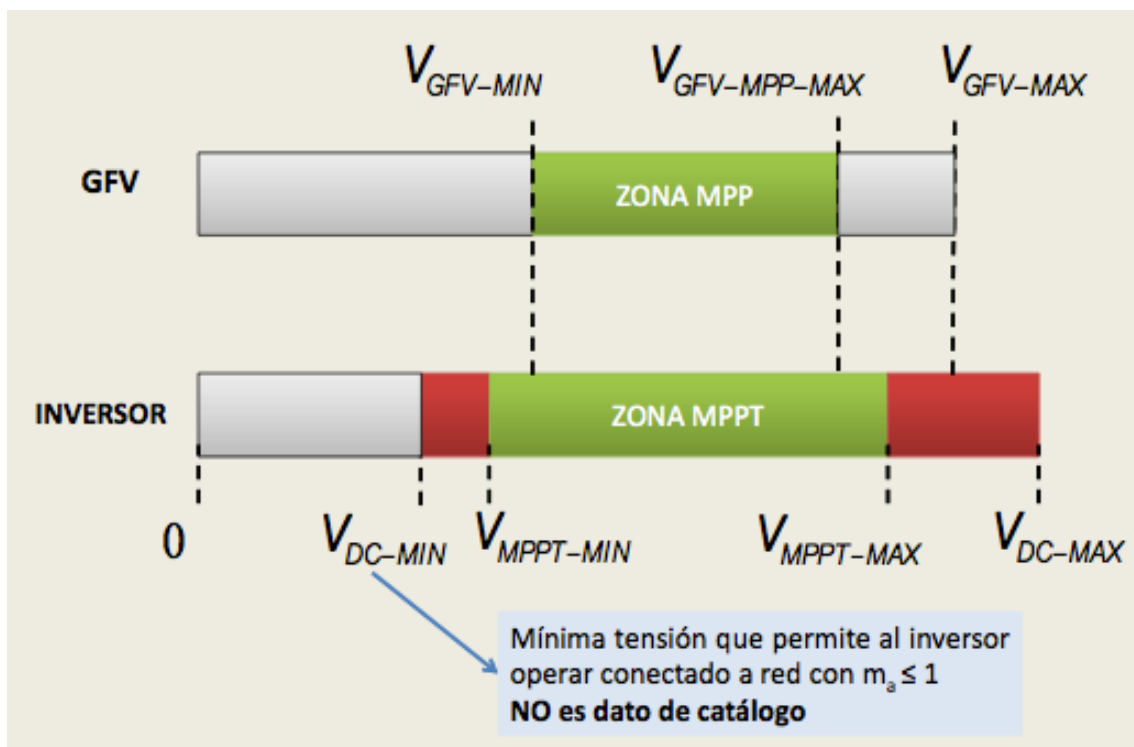


Figura 2. 6. Correcto acoplamiento entre GFV en inversor

Como ya se ha mencionado anteriormente, a cada inversor entran 3 strings de 18 módulos cada uno. Por tanto, se tiene:

$$V_{GFV-MPP} = V_{MOD-MPP-STC} \cdot 18 \text{ módulos} = 27,2 \text{ V} \cdot 18 = 489,6 \text{ V};$$

y como podemos ver, se encuentra entre $V_{MPPT-MIN}$ y $V_{MPPT-MAX}$.

$$V_{GFV-MAX} = V_{MOD-OC-STC} \cdot 18 \text{ módulos} = 33 \text{ V} \cdot 18 = 594 \text{ V};$$

viendo que también cumple que es menor que V_{DC-MAX} .

2. 10. Número de módulos en serie (N_s) y strings en paralelo (N_p) por inversor

Tanto el número de módulos en serie como los strings en paralelo tienen unos límites establecidos por las siguientes desigualdades. Sin embargo, no tiene sentido estudiar N_p ya que cada inversor tiene 3 entradas de string, por lo que no se tienen que agrupar.

$$\frac{V_{MPPT-MIN}}{V_{MOD-MPP}(G_{STC}, T_{MAX})} \leq N_s \leq \frac{V_{DC-MAX}}{V_{MOD-OC}(G_{STC}, T_{MIN})}, \text{ siendo:}$$

$$V_{MOD-MPP}(G_{STC}, T_{MAX}) = V_{MOD-MPP-STC} + \beta_V \cdot (T_{MAX} - 25^\circ C)$$

$$V_{MOD-OC}(G_{STC}, T_{MIN}) = V_{MOD-OC-STC} + \beta_V \cdot (T_{MIN} - 25^\circ C)$$

$$T_{MAX} = T_{AMB-MAX} + G_{MAX} \cdot \frac{NOTC - 20^\circ C}{0,8}$$

Tomaremos los datos de temperaturas y de la constante de manera conservadora, de modo que:

$$T_{AMB-MAX} = 35^\circ C; T_{MIN} = -10^\circ C; G_{MAX} = 1 \frac{kW}{m^2}$$

Y con esto:

$$T_{MAX} = 35 + 1 \cdot \frac{50 - 20}{0,8} = 72,5^\circ C$$

$$V_{MOD-MPP}(G_{STC}, T_{MAX}) = 27,2 - 0,12 \cdot (72,5 - 25) = 21,5 \text{ V}$$

$$V_{MOD-OC}(G_{STC}, T_{MIN}) = 33 - 0,12 \cdot (-10 - 25) = 37,2 \text{ V}$$

$$\frac{V_{MPPT-MIN}}{V_{MOD-MPP}(G_{STC}, T_{MAX})} = \frac{340 V}{21,5 V} = 15,814$$

$$\frac{V_{DC-MAX}}{V_{MOD-OC}(G_{STC}, T_{MIN})} = \frac{900 V}{37,2 V} = 24,2$$

Por tanto:

$$15,814 \leq N_s \leq 24,2$$

Con esto, vemos que la elección de 18 módulos por string se encuentra dentro de los límites establecidos, habiéndose elegido este número por razones relacionadas con las superficie disponible y peticiones del cliente.

Por otra parte, si calculásemos N_p :

$$N_p \leq \frac{I_{DC-MAX}}{I_{MOD-SC}(G_{STC}, T_{MAX})}, \text{ siendo:}$$

$$I_{MOD-SC}(G_{STC}, T_{MAX}) = I_{MOD-SC-STC} + \alpha_I \cdot (T_{MAX} - 25^{\circ}C)$$

Y con esto:

$$I_{MOD-SC}(G_{STC}, T_{MAX}) = 8,2 + 0,0056 \cdot (72,5 - 25) = 8,466 A$$

$$\frac{I_{DC-MAX}}{I_{MOD-SC}(G_{STC}, T_{MAX})} = \frac{11 A}{8,466 A} = 1,3$$

Con lo que vemos que $N_p = 1$, como habíamos previsto.

2. 11. Dimensionamiento y selección del cableado

Se tratará de determinar tanto el tipo de cable como su sección, siguiendo el más restrictivo de los siguientes criterios:

- Criterio de I_{MAX}

Corriente máxima admisible por el cable $>125\%$ I_{MAX} según ITC-BT-40 y UNE 20460-7-712.

- Criterio de ΔV_{MAX}

Caída de tensión máxima admisible $<1,5\%$ según ITC-BT-40.

Según UNE 20460-7-712:

“Puede omitirse una protección contra sobrecargas sobre los cables de las cadenas PV y grupos PV si la corriente admisible del cable es igual o superior en todo punto a 1,25 veces $I_{SC STC}$.”

Y según ITC-BT-40:

“Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal.”

2. 11. 1. Cableado en CC

En primer lugar, se procederá a dimensionar el cableado de continua, es decir, el que abarca desde los módulos fotovoltaicos hasta la entrada del inversor. Cabe señalar que, en nuestro caso, no disponemos de caja de conexiones CC, los strings entran directamente a los inversores, lo que simplifica bastante el dimensionado.

Según la norma AENOR EA 0038, tenemos unos valores de intensidades máximas para cables fotovoltaicos en continua, que se refiere a:

- Cables entre placas o paneles fotovoltaicos.
- Cables entre placas o paneles fotovoltaicos y el cuadro de conexión en CC.
- Cables entre el cuadro de conexión CC y el inversor.

Y viendo el capítulo 3 de dicha norma, podemos ver las temperaturas de referencia y los códigos de designación de todos los cables de continua en nuestra instalación, ya que este capítulo abarca todos si no se dispone de caja de conexiones:

“Las temperaturas de referencia para los cables de este capítulo son:

- temperatura ambiente: $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ a $+90\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- temperatura máxima en el conductor: $120\text{ }^{\circ}\text{C}$. “

“Los cables objeto de este capítulo se designan mediante los siguientes códigos: FOTOVOLTAICO ZZ-F (AS); FOTOVOLTAICO SZ-F (AS); FOTOVOLTAICO SS-F (AS);

donde:

FOTOVOLTAICO indica la aplicación particular de este cable;
 Z indica mezcla de compuesto reticulado con baja
 emisión de humos y gases corrosivos;
 S indica mezcla de compuesto reticulado basado en silicona;
 -F indica conductor de cobre, flexible para instalación móvil;
 (AS) indica el comportamiento frente a los ensayos de reacción al
 fuego prescritos en esta especificación.”

Y viendo la tabla C.1.1., en relación al capítulo 3 ya descrito, tenemos:

Tabla C.1.1 – Intensidad máxima admisible en cables eléctricos para conexionado de placas o paneles fotovoltaicos

Sección mm ²	Tipo de instalación		
	Al aire 60 °C	Sobre superficie	Adyacente a superficies
	A	A	A
1,5	30	29	24
2,5	41	39	33
4	55	52	44
6	70	67	57
10	98	93	79
16	132	125	107
25	176	167	142
35	218	207	176

Figura 2. 7. Intensidades máximas admisibles en CC

Y siguiendo el criterio de I_{MAX} :

$$I_{CAB-STRINGS} \geq 1,25 \cdot I_{MOD-SC-STC} = 1,25 \cdot 8,2\text{ A} = 10,25\text{ A}$$

Y como se puede apreciar en la tabla anterior, el cable solar de menor sección acepta hasta 30 A sin haber corregido aún la capacidad de corriente por temperatura (que descendería, pero se va a ver en el criterio de c.d.t. que se necesita de un cable de mayor sección, por lo que se cumpliría este criterio sobradamente).

Por otro lado, para el criterio de la caída de tensión máxima, y teniendo en cuenta que los cables serán de cobre, tenemos:

$$S_{String} \geq \frac{2 \cdot L_{String} \cdot I_{MOD-MPP-STC}}{\frac{\Delta V_{String}(\%)}{100} \cdot \sigma(T_{MAX}) \cdot N_S \cdot V_{MOD-MPP-STC}}$$

habiendo tomado $I_{MOD-MPP-STC}$ y $\sigma(T_{MAX})$ de una forma conservadora, ya que ambas condiciones no se producen simultáneamente.

En cuanto a la longitud del cable, se ha tomado la más desfavorable (la mayor) para asegurar que las demás longitudes de cable cumplan con el criterio:

$$S_{String} \geq \frac{2 \cdot 120 \cdot 7,6}{\frac{1,5}{100} \cdot 44 \cdot 18 \cdot 27,2} = 5,645mm^2$$

Y según esto, elegiríamos el inmediatamente superior, es decir, el de 6mm². Resumiendo, se elegirá cables unipolares de cobre con aislamiento de XLPE con la sección hallada.

Y teniendo ya la sección del cable a utilizar, podemos ver las caídas de tensión de todos los strings:

Circuito	Intensidad [A]	Sección [mm ²]	Long cable [m]	σ [m/ohm·mm ²]	Caída tensión [V]
INV1_S1	7,6	6	120	44	6,909090909
INV1_S2	7,6	6	110	44	6,333333333
INV1_S3	7,6	6	100	44	5,757575758
INV2_S1	7,6	6	95	44	5,46969697
INV2_S2	7,6	6	85	44	4,893939394
INV2_S3	7,6	6	75	44	4,318181818
INV3_S1	7,6	6	115	44	6,621212121
INV3_S2	7,6	6	105	44	6,045454545
INV3_S3	7,6	6	95	44	5,46969697
INV4_S1	7,6	6	90	44	5,181818182
INV4_S2	7,6	6	80	44	4,606060606
INV4_S3	7,6	6	70	44	4,03030303
INV5_S1	7,6	6	95	44	5,46969697
INV5_S2	7,6	6	85	44	4,893939394
INV5_S3	7,6	6	75	44	4,318181818
INV6_S1	7,6	6	70	44	4,03030303
INV6_S2	7,6	6	60	44	3,454545455
INV6_S3	7,6	6	50	44	2,878787879
INV7_S1	7,6	6	95	44	5,46969697
INV7_S2	7,6	6	85	44	4,893939394
INV7_S3	7,6	6	75	44	4,318181818
INV8_S1	7,6	6	50	44	2,878787879
INV8_S2	7,6	6	40	44	2,303030303
INV8_S3	7,6	6	30	44	1,727272727
INV9_S1	7,6	6	40	44	2,303030303
INV9_S2	7,6	6	30	44	1,727272727
INV9_S3	7,6	6	20	44	1,151515152

Tabla 2. 3. Caídas de tensión en los strings

2. 11. 2. Cableado en AC

Este cableado, se refiere al tramo que parte desde la salida del inversor hasta el cuadro de medida y protección de CA.

De la misma forma que para el cableado en continua, se tiene una expresión para la sección mínima en alterna siguiendo el criterio de la caída de tensión máxima. Teniendo en cuenta que la corriente es trifásica, tenemos:

$$S_{CA-3\phi} \geq \frac{\sqrt{3} \cdot L_{CA} \cdot I_{g-RMS-N} \cdot \cos \varphi}{\frac{\Delta V_{CA}(\%)}{100} \cdot \sigma(T_{MAX}) \cdot V_{g-\phi\phi}}$$

Siendo:

L_{CA} : Longitud del cable en el tramo AC

$I_{g-RMS-N}$: Corriente nominal de salida del inversor en el lado AC, según el catálogo de 14,5 A.

$\cos \varphi$: Variable en el inversor, se considerará igual a 1

$\Delta V_{CA}(\%)$: Caída de tensión porcentual en alterna, se considerará un 1,5 %.

$\sigma(T_{MAX})$: Conductividad del cobre a T_{MAX} , como ya se ha visto, es de 44 m/ $\Omega \cdot mm^2$

$V_{g-\phi\phi}$: Tensión entre fases, igual a 400V

Y con todo esto, finalmente (y utilizando la longitud más desfavorable de todo el cableado de alterna):

$$S_{CA-3\phi} \geq \frac{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 14,5 \cdot 1}{\frac{1,5}{100} \cdot 44 \cdot 400} = 1,9 \text{ mm}^2$$

Y aunque el cable de 2,5 mm² cumpliría con el criterio, es usual elegir el de 4 mm² para reducir las pérdidas.

Por otra parte, por el criterio de I_{MAX} , tenemos:

$$I_{CAB-CA} \geq 1,25 \cdot I_{MAX-CA}$$

Según el catálogo, la corriente máxima de salida del inversor en el lado de CA es de 16 A. Por tanto:

$$I_{CAB-CA} \geq 1,25 \cdot 16 A = 20 A$$

Y suponiendo unas condiciones de operación e instalación similares a las del cableado de continua; en la tabla A.52-1bis de la norma UNE 20460-5-523, referida a cables entre la caja de conexiones CC y el inversor, puede verse que el cable de cobre de sección 4 mm² tiene una intensidad admisible de 38 A (cumpliendo el criterio). Se ha elegido la columna 11 (XLPE3) y el método de instalación F, que se refiere a cables unipolares en contacto al aire libre y a una distancia al muro no inferior al diámetro del cable.

Por tanto, a la vista de los resultados, se utilizará cable unipolar con aislamiento XLPE y recubrimiento de PVC de 4 mm² + 4 mm² TT Cu, según ITC-BT-18:

“En todos los casos los conductores de protección que no forman parte de la canalización de alimentación serán de cobre con una sección, al menos de:

- *2,5 mm², si los conductores de protección disponen de una protección mecánica.*
- *4 mm², si los conductores de protección no disponen de una protección mecánica.”*

Tabla A.52-1 bis
Intensidades admisibles en amperios
Temperatura ambiente 40 °C en el aire

Método de instalación de la tabla 52-B1	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
		PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2						
A1		PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2						
A2	PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2							
B1				PVC3	PVC2		XLPE3		XLPE2			
B2			PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2					
C					PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2		
E						PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2	
F							PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Sección mm ² Cu												
1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	–
2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	–
4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	–
6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	–
10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	–
16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	–
25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
35	–	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
50	–	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
70	–	–	–	149	160	171	185	199	214	224	244	269
95	–	–	–	180	194	207	224	241	259	271	296	327
120	–	–	–	208	225	240	260	280	301	314	348	380
150	–	–	–	236	260	278	299	322	343	363	404	438
185	–	–	–	268	297	317	341	368	391	415	464	500
240	–	–	–	315	350	374	401	435	468	490	552	590
Aluminio												
2,5	11,5	12	13,5	14	16	17	18	20	20	22	25	–
4	15	16	18,5	19	22	24	24	26,5	27,5	29	35	–
6	20	21	24	25	28	30	31	33	36	38	45	–
10	27	28	32	34	38	42	42	46	50	53	61	–
16	36	38	42	46	51	56	57	63	66	70	83	–
25	46	50	54	61	64	71	72	78	84	88	94	105
35	–	61	67	75	78	88	89	97	104	109	117	130
50	–	73	80	90	96	106	108	118	127	133	145	160
70	–	–	–	116	122	136	139	151	162	170	187	206
95	–	–	–	140	148	167	169	183	197	207	230	251
120	–	–	–	162	171	193	196,5	213	228	239	269	293
150	–	–	–	187	197	223	227	246	264	277	312	338
185	–	–	–	212	225	236	259	281	301	316	359	388
240	–	–	–	248	265	300	306	332	355	372	429	461

Es necesario consultar las tablas 52 – C1 a 52 – C12 con el fin de determinar la sección de los conductores para la que la intensidad admisible anterior es aplicable para cada uno de los métodos de instalación.

Figura 2. 8. Intensidades máximas admisibles en CA suponiendo instalación y operación similar a CC

Y una vez hallada la sección de los cables en CA, podemos ver las caídas de tensión en todos los inversores:

Circuito	Intensidad [A]	Sección [mm ²]	Long cable [m]	σ [m/ohm·mm ²]	Caída tensión [V]
INV1	14,5	4	20	44	2,853947353
INV2	14,5	4	18	44	2,568552618
INV3	14,5	4	17	44	2,42585525
INV4	14,5	4	16	44	2,283157883
INV5	14,5	4	15	44	2,140460515
INV6	14,5	4	7	44	0,998881574
INV7	14,5	4	6	44	0,856184206
INV8	14,5	4	5	44	0,713486838
INV9	14,5	4	4	44	0,570789471

Tabla 2. 4. Caídas de tensión por inversor en el cableado de CA

2. 10. 3. Punto de conexión

Para el cálculo de la línea de conexión que va desde la agrupación de los cables AC de salida de los inversores, a través de unas protecciones, hasta la red de distribución de la compañía eléctrica, se calculará la corriente máxima que circulará por dicha línea para determinar la sección adecuada:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos \varphi} = \frac{99630}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 1} = 143,8 \text{ A}$$

Aplicando además coeficientes por estar expuesto al sol (sobrecalentamiento por radiación solar UNE 211435) y de temperatura del ambiente (UNE 20460), se tendrá como intensidad resultante:

$$I = \frac{143,8 \cdot 1,25}{0,9 \cdot 0,9} = 221,92 \text{ A}$$

La instalación será de tipo instalación enterrada, utilizándose una terna de cables unipolares. La sección determinada para dicha línea según tabla 5 de la ITC-BT-07, tenemos que se podría utilizar una sección de 70 mm² de cobre para cubierta XLPE. Y teniendo en cuenta una longitud de 15 m y la conductividad del cobre, la caída de tensión será de:

$$V = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi}{\sigma \cdot S} = \frac{\sqrt{3} \cdot 15 \cdot 221,92 \cdot 1}{44 \cdot 70} = 1,872 \text{ V}$$

que cumple el criterio de C.d.T. máxima.

Tabla 5. Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente).



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

Figura 2. 9. Intensidades máximas admisibles para cable del punto de conexión

2. 12. Protecciones

2. 12. 1. Protecciones recomendadas en el lado de CC

Las protecciones recomendadas en el lado de CC son:

- Diodos de paso en los strings, que se encuentran incorporados en los módulos normalmente.
- Fusibles de protección contra sobrecargas en los strings. De clase gPV según la norma IEC 60269.
- Elementos de protección frente a sobretensiones en ambos polos (Surge Protection Devices SPD).
- Interruptores seccionadores en cada uno de los strings para labores de mantenimiento y reparación.
- Puesta a tierra de las partes metálicas de toda la instalación: módulos, estructura soporte, etc.

2. 12. 2. Protecciones recomendadas en el lado de AC

Son las siguientes:

- Elemento de corte general para la separación de la red.
- IA diferencial, para proteger así a las personas en el caso de que se produzca una derivación de algún elemento a tierra.
- Interruptor automático de la conexión, para la conexión-desconexión de la instalación de la red en caso de anomalías de tensión o frecuencia.
- Protección contra sobrecorrientes mediante relés magnetotérmicos.
- Protecciones de frecuencia máxima y mínima (50,5 Hz y 48 Hz con una temporización máxima de 0,5 s y 3 s, respectivamente) y para tensión máxima y mínima entre fases ($1,1 U_N$ y $0,85 U_N$).
- Aislamiento galvánico o alternativa para limitar la corriente CC a la red.

Algunas de estas protecciones van incorporadas en los inversores, como se verá en el punto siguiente.

Además, debe seguirse lo establecido por la compañía eléctrica que proporciona el punto de conexión.

2. 12. 3. Protecciones utilizadas en la instalación

La protecciones utilizadas en la instalación, que se pueden ver en el plano 1, son las siguientes:

Fusibles seccionadores para el terminal positivo y negativo para cada módulo conectado en serie de los respectivos subcampos. Los fusibles serán del tipo rápido. También se incorporará como protectores de sobretensiones de 1000V para la parte de continua.

Los conductores de corriente alterna estarán protegidos mediante fusibles y magnetotérmicos contra sobreintensidades.

Los conductores del campo fotovoltaico se dotarán de fusibles seccionadores rápidos dimensionados al 150% de la intensidad de cortocircuito en cada una de las líneas que vienen del campo FV y en la línea total al inversor. Además se situarán diodos antiparalelo en cada línea del campo.

La estructura y marco de los módulos fotovoltaicos estarán conectadas a tierra de acuerdo con el REBT. La conexión a tierra de la estructura soporte ofrecerá por un lado una buena protección contra sobrecargas atmosféricas y por otro lado una superficie equipotencial para contactos indirectos (en el caso de que uno de los polos activos del campo fotovoltaico presente un contacto de defecto con la estructura, si ésta está puesta a tierra se evitan daños por contacto de una persona con la estructura):

La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución de baja tensión y las instalaciones fotovoltaicas, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones, con base en el desarrollo tecnológico.

En este caso, los inversores utilizados evitarán que se puedan poner en contacto los conductores de corriente DC con los conductores de corriente AC (aislamiento galvánico equivalente).

La instalación estará protegida contra contactos indirectos, según las medidas a), b) y c) del apartado 1 del MI BT 021 del REBT.

Incluirá una combinación de tres tipos de protecciones: alejamiento de las partes activas de la instalación, interposición de obstáculos que impiden todo contacto accidental con las partes activas y recubrimiento de las partes activas con aislamiento apropiado. Los conductores

poseerán un aislamiento superior a 1000 V (corriente de contacto $\ll 1$ miliamperios). Se utilizarán cajas aislantes e inaccesibles para todos los conexionados. Las partes metálicas utilizadas para impedir cualquier contacto accidental con las partes activas estarán protegidas contra contactos indirectos.

La instalación estará protegida contra contactos directos, según las medidas indicadas en el apartado 2 del MIEBT021 del REBT. En concreto, para los circuitos de corriente alterna se ha utilizado la medida de protección de clase B "Puesta a tierra de las masas y dispositivos de corte por intensidad de defecto".

Todas las partes metálicas y masas de la instalación, tanto de la parte de continua como de la de alterna, están conectadas a una única tierra, que además es independiente del neutro de la línea de distribución, de acuerdo con el REBT y el RD 1663/2000.

La instalación incluye los siguientes sistemas de protección:

- Interruptor general manual, que es un interruptor magnetotérmico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión. Este interruptor será accesible a la empresa distribuidora en todo momento, con objeto de poder realizar la desconexión manual.
- Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte continua de la instalación.
- Interruptor automático de la interconexión, para la conexión-desconexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de la tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento.
- Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz, respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85Um, respectivamente).
- Estas protecciones podrán ser precintadas por la empresa distribuidora, tras las verificaciones a las que hacen referencia los artículos 6 y 7 del RD 1663/2000.

- El rearme del sistema de conmutación y, por tanto, de la conexión con la red de baja tensión de la instalación fotovoltaica es automático, una vez restablecida la tensión de red por la empresa distribuidora.
- Se integran en el equipo inversor las funciones de protección de máxima y mínima tensión y de máxima y mínima frecuencia, y las maniobras automáticas de reconexión-conexión serán realizadas por éste.
- Se dispone adicionalmente de las protecciones de interruptor general manual y de interruptor automático diferencial, ya que se cumplen las siguientes condiciones:
- Las funciones son realizadas mediante un contactor cuyo rearme es automático, una vez se restablezcan las condiciones normales de suministro a la red.
- El contactor, gobernado normalmente por el inversor, puede ser activado manualmente.
- El estado del contactor ("on/off") está señalizado con claridad en el frontal del equipo, en un lugar destacado.

2. 13. Toma de tierra

2. 13. 1. Toma de tierra en CC

En la parte de continua, el generador se conectará a tierra en modo flotante, en el que los conductores activos están aislados de tierra. De este modo, se tendrán unos niveles de protección adecuados tanto frente a contactos indirectos como frente a directos.

En nuestra instalación, se conectarán todas las masas de continua individualmente y de forma simultánea. Así, siguiendo este procedimiento, se logrará la equipotencialidad de todas las masas, para garantizar de tal forma la seguridad de las personas.

Y teniendo en cuenta la tabla 2 de ITC-BT-18, escogeremos un conductor de protección de la misma sección que los cables en CC, en este caso, de 6 mm².

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm²)	Sección mínima de los conductores de protección S_p (mm²)
S ≤ 16	S _p = S
16 < S ≤ 35	S _p = 16
S > 35	S _p = S/2

Figura 2. 10. Sección mínima de los conductores de protección

2. 13. 2. Toma de tierra en AC

Como ya se ha visto en el apartado “2. 10. 2. Cableado en AC”, cada una de las salidas del inversor irá acompañada de un cable de cobre de sección 4 mm² TT para la toma de tierra.

Basándonos en la tabla 4 de ITC-BT-18, tomaremos una resistividad del terreno de 500 ohm·m

Tabla 4. Valores medios aproximados de la resistividad en función del terreno.

Naturaleza del terreno	Valor medio de la resistividad Ohm.m
Terrenos cultivables y fértiles, terraplenes compactos y húmedos	50
Terraplenes cultivables poco fértiles y otros terraplenes	500
Suelos pedregosos desnudos, arenas secas permeables	3.000

Figura 2. 11. Resistividades aproximadas según ITC-BT-18

La toma de tierra estará formada por dos picas de acero cableado de 1,5 m y 14mm de diámetro, conectadas con un anillo enterrado horizontalmente con una longitud de 20 m y una sección de 35 mm². Viendo la tabla 5 de ITC-BT-18:

Tabla 5. Fórmulas para estimar la resistencia de tierra en función de la resistividad del terreno y las características del electrodo

Electrodo	Resistencia de Tierra en Ohm
Placa enterrada	$R = 0,8 \rho/P$
Pica vertical	$R = \rho/L$
Conductor enterrado horizontalmente	$R = 2 \rho/L$
<p>ρ, resistividad del terreno (Ohm.m) P, perímetro de la placa (m) L, longitud de la pica o del conductor (m)</p>	

Figura 2. 12. Resistencias de tierra según ITC-BT-18

Con esto podemos calcular la resistencia equivalente de tierra. En primer lugar, las picas:

$$R_{Picas} = \frac{\rho}{n_{Picas} \cdot L} = \frac{500}{2 \cdot 1,5} = 166,67 \Omega$$

Y para el anillo de cobre enterrado horizontalmente:

$$R_{Anillo} = \frac{2 \cdot \rho}{L} = \frac{2 \cdot 500}{20} = 50 \Omega$$

Y el conjunto, que está en paralelo respecto a tierra:

$$\frac{1}{R_{Total}} = \frac{1}{R_{Anillo}} + \frac{1}{R_{Picas}} \rightarrow R_{Total} = 38,46 \Omega$$

Y con esto, y teniendo en cuenta que el esquema de toma a tierra es TT, vemos si cumple con las prescripciones especificadas en ITC-BT-24, apartado 4.1.2. *“Esquemas TT. Características y prescripciones de los dispositivos de protección”*.

Y siguiendo estas prescripciones, se ha de cumplir que:

$$R_A \cdot I_a \leq U$$

Siendo:

R_A : Suma de las resistencias de la toma de tierra y de los conductores de protección de masas, en nuestro caso, 38,46 ohm.

I_a : Corriente que asegura el funcionamiento automático del dispositivo de protección. En nuestro caso, 300 mA.

U : Tensión de contacto límite convencional. En nuestro caso, 24 V por estar en exterior.

Y con todo esto, vemos que se cumple lo exigido, ya que:

$$38,46 \cdot 0,3 = 11,54 V \leq 24 V$$

2. 14. Estructura de montaje

La estructura soporte asegura un buen anclaje del generador solar a la vez que proporciona no sólo la orientación necesaria, sino también el ángulo de inclinación idóneo para el mejor aprovechamiento de la radiación.

Esta estructura soporte se ha diseñado teniendo en cuenta que ha de soportar, con los módulos instalados, las sobrecargas de viento y de la nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la Edificación, concretamente en el documento básico relacionado con las acciones en la edificación CTE-DB-SE-AE.

El diseño de la estructura y el sistema de fijación de los módulos fotovoltaicos debe permitir las dilataciones térmicas, sin transmitir las cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos.

La sujeción del módulo fotovoltaico se realiza siguiendo las instrucciones del fabricante, de modo que no se producen flexiones superiores a las admitidas.

Otros aspecto importante es que la estructura soporte debe permitir que se puedan desmontar los módulos de forma individual, ya que puede ocurrir que se necesite reparar la cubierta por debajo de los mismos o reemplazar algún módulo defectuoso.

No se realizarán soldaduras ni taladros sobre la estructura después de estar galvanizadas. El montaje será con tornillería en acero inoxidable, cumpliendo la Norma MV-106 sobre las piezas previamente diseñadas y con los orificios de fábrica destinados a tal efecto, evitando de este modo la formación de pares galvánicos y/o efectos de corrosión de la estructura.

La estructura se fijará sobre la ménsula que sostiene la chapa metálica que forma la cubierta. La estructura de los paneles nunca se fijará sobre la chapa metálica sino sobre bases atornillables.

Atendiendo a las disposiciones que tengan los módulos fotovoltaicos, hay que determinar los esfuerzos que deberán soportar los anclajes de las estructuras soporte. Por un lado se considera la fuerza del viento. Para ello es necesario disponer de datos significativos de la zona, como son la velocidad y dirección del viento.

Para identificar la fuerza del viento se emplea la siguiente expresión:

$$F = \rho \cdot S \cdot \text{sen}^2 \beta ; \text{ donde:}$$

F: Fuerza ejercida perpendicularmente en la superficie del módulo [N]

ρ : Presión del viento [N/m²]

S: Superficie del módulo fotovoltaico [m²]

β : Inclinación del módulo fotovoltaico con respecto al plano horizontal en grados

Tomando un valor de velocidad básica del viento de 26 m/s y un valor simplificado de la presión del viento de 0,5 kN/m², tenemos:

$$S_{\text{Módulo}} = 1485\text{mm} \cdot 981\text{mm} = 1,46\text{m}^2$$

Y finalmente:

$$F = 500 \cdot 1,46 \cdot \text{sen}^2 30 = 182,5 \text{ N}$$

2. 14. 1. Materiales utilizados

Los principales materiales utilizados para la construcción de estructuras soporte son los siguientes:

- Aluminio anodizado:

Es un material ampliamente usado para las pequeñas estructuras, ya que presenta grandes ventajas por su fácil mecanización, poco peso y gran resistencia. Es casi imprescindible que el aluminio a utilizar sea anodizado para que su vida pueda dilatarse a grandes períodos de uso. Los soportes realizados en aluminio pueden formarse bien con tubos o con angulares, de dimensiones y grosores adecuados a las fuerzas a las que se van a ver sometidos por acción del viento. Toda la tornillería debe ser de acero inoxidable.

- Hierro galvanizado:

Es el material habitualmente usado para instalaciones de gran número de paneles o que deben soportar fuertes vientos, ya que se encuentra en una gama de dimensiones, formas y grosores muy amplia. En todos los casos, las estructuras soporte construidas con hierro deben ser sometidas a un galvanizado que le confiera propiedades anticorrosivas durante muchos años. Esta baño galvánico debe incorporar a la superficie un grosor no menor de 100 micras, para asegurar una perfecta protección.

Se deberá tener en cuenta que todos los trabajos de corte, soldadura, etc. deben ser ejecutados con antelación al galvanizado, ya que cualquier modificación posterior haría perder la protección en el lugar donde se realizó. No obstante y teniendo en cuenta que puede ocurrir que a la hora de la instalación se necesite hacer algún ajuste imprescindible, se dispone en el mercado de un producto para pequeños retoques de galvanizado en frío que, aplicados al lugar del desperfecto, lo protegerán contra toda acción corrosiva. Al igual que en el caso anterior, toda la tornillería utilizada debe ser de acero inoxidable, con el fin de alargar su vida y permitir en cualquier momento el cambio de algunos de los elementos que lo componen.

- Acero inoxidable:

Está protegido contra casi todas las acciones externas y tipo de ambientes. El acero inoxidable es muy utilizado en instalaciones que estén situadas en ambientes salinos altamente corrosivos. La mayor desventaja en la utilización del acero inoxidable para la construcción de soportes metálicos es su elevado precio y la mayor dificultad a la hora de manipular las soldaduras, que hace encarecer todavía más su coste. No obstante, este inconveniente puede quedar absorbido por la calidad y larga vida que proporcionará su utilización. Cuando se utiliza acero inoxidable para la construcción de estructuras soporte, hay que tener en cuenta que si el marco de los módulos fotovoltaicos es de aluminio, deberá evitarse el contacto directo de estos dos materiales, mediante un aislante, dado que juntos producen una corrosión galvánica elevada, especialmente en ambientes salinos. La instalación de inhibidores de corrosión galvánica es, en este caso, de uso obligatorio.

- Fibra de vidrio:

Presenta unas características físicas y mecánicas excelentes, junto a una disminución de peso considerable respecto a los aceros. Su nula corrosión la hace especialmente indicada en aplicaciones solares, además de presentar un aislamiento eléctrico que, en algunos casos, no puede evitar la puesta a tierra del conjunto. La fibra de vidrio puede presentarse en diferentes colores y perfiles, bien en L o en forma de tubo, por lo que se acopla a multitud de aplicaciones y tipos de estructuras soporte, ya sea utilizando únicamente este material o en combinación con acero galvanizado.

Para el diseño de estructuras cabe destacar que el tipo de estructura soporte empleado será para cubiertas inclinadas. La estructura soporte de los módulos se pueden diseñar para soportar un solo módulo de forma individual o para soportar varios módulos a la vez. En este último caso se suelen conectar previamente los módulos sobre los perfiles en el suelo y el conjunto de módulos fijados a la estructura se coloca en la cubierta con la ayuda de una grúa o un montacargas para fijar posteriormente la estructura completa a la cubierta.

Para el diseño de estructuras cabe destacar que el tipo de estructura soporte empleado será para cubiertas inclinadas. Con objeto de que la superficie del generador fotovoltaico sea plana, la estructura soporte para este tipo de cubiertas inclinadas debe salvar los posibles desniveles u ondulaciones de la cubierta. Por tanto, durante su diseño e incluso antes de colocarla hay que asegurarse que no existe ningún elemento en la cubierta que impide que el generador quede totalmente plano. Normalmente esto se consigue utilizando anclajes de cubierta adaptables en altura.

Por tanto, para la instalación propuesta, el material utilizado será el de aluminio anodizado con tornillería de acero inoxidable, con la pertinente certificación en la que se asegure que la estructura es APTA para la sustentación de una carga permanente de 18 kg/m² y para soportar un esfuerzo del viento sobre ella con una velocidad de 26 m/s. Dicha estructura se diseñará para una inclinación de los paneles de 30º e irán anclados a las viguetas garantizando en todo momento el correcto cumplimiento con el CTE-DB-SE-AE.

En la parte frontal se utilizarán pesos de hormigón para la correcta sujeción de las filas al no ser posible el anclaje de éstas dado que la superficie a ocupar es ahora loza maciza de hormigón frente al panel tipo sándwich del resto de la nave.

3. PLIEGO DE CONDICIONES

3. 1. Objeto

Fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares fotovoltaicas. Pretende servir de guía para instaladores y fabricantes de equipos, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología.

El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas (PTC) se extiende a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones.

3. 2. Definiciones

- Radiación solar: Energía procedente del sol en forma de ondas electromagnéticas.

- Irradiancia: Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en kW/m^2 .

- Irradiación: Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en kWh/m^2 .

- Instalaciones fotovoltaicas: Aquellas que disponen de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica.

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

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

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

- Generador fotovoltaico: Asociación en paralelo de strings fotovoltaicos.

- String fotovoltaico: Subconjunto de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.

- Inversor: Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna.
- Potencia nominal del generador: Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.
- Potencia nominal de la instalación fotovoltaica o potencia nominal: Suma de la potencia nominal de los inversores (la especificada por el fabricante) que intervienen en las tres fases de la instalación en condiciones normales de funcionamiento.
- Célula solar o fotovoltaica: Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.
- Célula de tecnología equivalente: (CTE) Célula solar encapsulada de forma independiente, cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forman la instalación.
- Módulo o panel fotovoltaico: Conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.
- Condiciones Estándar de Medida (STC): Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas del modo siguiente:
 - Irradiancia solar: 1000 W/m²
 - Distribución espectral: AM 1,5 G
 - Temperatura de célula: 25° C
- Potencia pico: Potencia máxima del panel fotovoltaico en STC.
- NOTC: Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m² con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20°C y la velocidad del viento, de 1 m/s.

- Integración arquitectónica: Según los casos, se aplicarán las denominaciones siguientes:
 - Integración arquitectónica de módulos fotovoltaicos: Los módulos fotovoltaicos cumplen una doble función, energética y arquitectónica (revestimiento, cerramiento o sombreado) y, además, sustituyen a elementos constructivos convencionales.
 - Revestimiento: Los módulos fotovoltaicos constituyen parte de la envolvente de una construcción arquitectónica.
 - Cerramiento: Los módulos constituyen el tejado o la fachada de la construcción arquitectónica, debiendo garantizar la debida estanqueidad y aislamiento térmico.
 - Elementos de sombreado: Los módulos fotovoltaicos protegen a la construcción arquitectónica de la sobrecarga térmica causada por los rayos solares, proporcionando sombras en el tejado o en la fachada del mismo.

3. 3. Diseño

3. 3. 1. Diseño del generador fotovoltaico

El módulo fotovoltaico seleccionado cumplirá las especificaciones descritas en el apartado correspondiente:

Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo, o en el caso de modelos distintos, el diseñador debe garantizar totalmente la compatibilidad entre ellos y la ausencia de efectos negativos en la instalación por dicha causa.

En aquellos casos excepcionales en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En todos los casos han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

Orientación, inclinación y sombras

La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites de la tabla. Se considerarán tres casos: general, superposición de módulos e integración arquitectónica. En todos los casos se han de

cumplir tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos. Todo, esto se ha tenido en cuenta al realizar la simulación con PVSYS.

	<i>Orientación e inclinación (OI)</i>	<i>Sombras (S)</i>	<i>Total (OI+S)</i>
General	10 %	10 %	15 %
Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50 %

Figura 3. 1. Valores mínimos de pérdidas por orientación, inclinación y sombras

3. 3. 2. Diseño del sistema de monitorización

El sistema de monitorización proporcionará, como mínimo, las siguientes variables:

- Voltaje y corriente CC a la entrada del inversor.
- Voltaje de fase/s en la red, potencia total de salida del inversor.
- Radiación solar en el plano de los módulos, medida con un módulo o célula de tecnología equivalente.
- Temperatura ambiente a la sombra.
- Potencia reactiva de salida del inversor para instalaciones mayores de 5 kWp.

El sistema de monitorización será fácilmente accesible para el usuario.

3. 3. 3. Componentes y materiales

Generalidades

Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento. La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.

El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.

Además, 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.

Se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes.

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

3. 3. 4. Sistemas generadores fotovoltaicos:

Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, o UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos capa delgada, así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido.

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

Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.

Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.

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 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.

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 generador.

3. 3. 5. Estructura soporte:

Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado.

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

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

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

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

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

La tornillería será de acero inoxidable. En el caso de ser la estructura galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

La estructura soporte será calculada según la norma MV-103 para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.

3.3.6. 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 todos los inversores serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Autoconmutados.
- 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 microcortes, 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 en forma continuada en condiciones de irradiación solar un 10% superiores a las CEM. Además soportará picos de magnitud un 30% superiores 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 5Kw, y del 90% al 92% para inversores mayores de 5Kw.

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.

A partir de potencias mayores del 10% de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.

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

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

3.3.7. 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 sea inferior del 1,5% y los de la parte CA para que la caída de tensión sea inferior del 2% 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.

3. 3. 8. Conexión a red

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en Real Decreto 1663/2000 (artículos 8 y 9) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión, y con el esquema unifilar que aparece en la Resolución de 31 de mayo de 2001.

3. 3. 9. Medidas

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 10) sobre medidas y facturación de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red de baja tensión

3. 3. 10. Protecciones

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión y con el esquema unifilar que aparece en la Resolución de 31 de mayo de 2001.

En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Um y 0,85 Um respectivamente) serán para cada fase.

3. 3. 11. Puesta a tierra

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

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.

3. 3. 12. Armónicos y compatibilidad electromagnética

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 13) sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

3. 4. Programa de mantenimiento

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

Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:

- Mantenimiento preventivo
- Mantenimiento correctivo

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

Plan de Mantenimiento correctivo: todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:

- La visita a la instalación en los plazos estipulados.
- El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

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

El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá al menos una visita (anual para el caso de instalaciones de potencia menor de 5 kWp y semestral para el resto) en la que se realizarán las siguientes actividades:

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

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

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

4. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

4. 1. Objeto del estudio

Este documento contiene el estudio de seguridad y salud para la conexión de una instalación de producción de energía eléctrica fotovoltaica de baja tensión situada en una nave industrial de el Puig, Valencia.

4. 2. Normativa

Como consecuencia de la ley 31/1995, del 8 de noviembre, de prevención de riesgos laborales, se aprueba el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción. La normativa en la que se apoya este estudio es la siguiente:

- Ley 31/1995, 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 485/1997, 14 de abril, sobre Señalización de seguridad en el trabajo.
- Real Decreto 486/1997, 14 de abril, sobre Seguridad y Salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 773/1997, 30 de mayo, sobre Utilización de Equipos de Protección Individual.
- Real Decreto 1627/1997, 24 de octubre, se establecen disposiciones mínimas de Seguridad y Salud en las obras de construcción.
- Ley 54/2003, 12 de diciembre, de reforma del marco normativo de la prevención de riesgos laborales.

4. 3. Características de la instalación

4. 3. 1. Descripción de la instalación y situación

La obra objeto de este estudio son las instalaciones eléctricas, obras y montajes asociados para la instalación de un conjunto de placas fotovoltaicas para generación de energía eléctrica.

4. 3. 2. Descripción de los procesos

Por orden cronológico los procesos a realizar son los siguientes:

- Montaje de sistemas para asegurar la seguridad de las personas y las cosas.
- Montaje de estructura de soporte anclada a la cubierta existente.
- Montaje de las placas fotovoltaicas.
- Tendido de cables de potencia y de control.
- Conexiones de la puesta a tierra.
- Instalación de inversores y tendido de líneas de corriente continua y corriente alterna.
- Instalación del cuadro de contadores, protección y medida.
- Pruebas y puesta en marcha.

4. 3. 3. Número máximo previsto de personal y duración estimada de los trabajos de instalación

La punta máxima de personal para las instalaciones eléctricas se prevé en 4 personas. La duración prevista para los trabajos es de 1,5 meses.

4. 4. Definición de los riesgos

Analizamos a continuación los riesgos previsibles inherentes a las actividades de ejecución previstas, así como los derivados del uso de la maquinaria y medios auxiliares o de la manipulación de instalaciones, máquinas o herramientas eléctricas.

Con el fin de no hacer innecesariamente repetitiva la relación de riesgos generales, analizaremos primero los riesgos generales, que puedan darse en cualquiera de las actividades, y seguiremos después con el análisis de los específicos de cada actividad, incluyendo los que puedan afectar a terceras personas ajenas a la obra.

De esta forma se pretende, por un lado, hacer operativo este plan ya que permite una visión general de los riesgos sobre los que habrá que insistir sistemáticamente añadiéndole la actuación sobre otros factores con base a actividades concretas.

4. 4. 1. Riesgos generales

Entendemos como riesgos generales aquellos que afectan a todas las personas que trabajen en las actividades objeto de este plan, independientemente de la actividad concreta que realicen. Se prevé que pueden darse los siguientes:

- Caída de objetos, o componentes de la instalación sobre personas.
- Caída de personas a distinto nivel (por un hueco, desde plataformas).
- Caída de personas al mismo nivel.
- Proyecciones de partículas a los ojos.
- Conjuntivitis por arco de soldadura u otros.
- Heridas, en manos o pies, por el manejo de materiales.
- Sobreesfuerzos.
- Golpes y cortes por el manejo de herramientas.
- Heridas por objetos punzantes o cortantes.
- Golpes contra objetos.
- Atrapamiento entre objetos.
- Quemaduras por contactos térmicos.

- Exposición a descargas eléctricas.
- Atrapamiento por vuelco de máquinas.
- Atropellos o golpes por vehículos en movimiento.
- Polvo, ruido, etc.

4. 4. 2. Riesgos específicos

Hacemos referencia a los riesgos propios de actividades concretas que afectan solo al personal que realiza trabajos en la misma. Este personal estará expuesto a los riesgos generales antes relacionados, más los específicos de su actividad. En consecuencia, analizamos a continuación las actividades más significativas.

4. 4. 2. 1. Albañilería y pintura

En la realización de estos trabajos, además de los generales, pueden darse los siguientes riesgos añadidos:

- Aumento de posibilidades de caídas de altura, de materiales o personas, a causa de la continua movilidad del trabajo.
- Intoxicación por inhalación de vapores tóxicos.
- Salpicaduras, principalmente a los ojos, de productos irritantes.
- Incendios de vapores combustibles.

4. 4. 2. 2. Transporte de materiales y equipos dentro de la obra

En esta actividad, además de los riesgos generales, anteriormente descritos, son previsibles los siguientes:

- Desprendimiento y caída de la carga, o de una parte, por ser ésta excesiva o estar mal sujeta.
- Golpes contra partes salientes de la carga.
- Atropellos de personas.
- Vuelcos.
- Choques contra otros vehículos o máquinas.
- Golpes de la carga contra instalaciones.

4. 4. 2. 3. Trabajos de ferralla

Los riesgos más comunes, que además de los generales, se prevén en la manipulación y montaje de ferralla son:

- Caída de barras durante el izado y transporte de los paquetes.
- Cortes y heridas en el manejo de las barras o alambres.
- Atrapamiento durante las operaciones de carga y descarga de paquetes de barras o en la colocación de las mismas.
- Torceduras de pies, tropiezos y caídas al mismo nivel al caminar sobre las armaduras.
- Roturas eventuales de barras durante el doblado o estirado.

4. 4. 2. 4. Montajes electromecánicos de equipos y de accesorios

Además de los riesgos generales, son previsibles los siguientes:

- Caída de materiales por mala ejecución de maniobras de elevación y acoplamiento de los mismos o fallo mecánico de los equipos.
- Caída de los materiales.
- Caída de personas desde escaleras de mano o desde tuberías o estructuras.
- Explosiones o incendios debido al uso de gases en trabajos con soplete.

4. 4. 3. Riesgos derivados del uso de máquinas y medios auxiliares

Analizaremos en este apartado los riesgos que, además de los generales, pueden presentarse en el uso de la maquinaria las herramientas eléctricas o mecánicas y los medios auxiliares.

Con el fin de que este plan sea lo más operativo posible, analizaremos los riesgos previsibles en estos medios auxiliares de ejecución clasificándolos en los siguientes grupos:

4. 4. 3. 1. Máquinas fijas, herramientas y cuadros eléctricos

Los riesgos más significativos son:

- Los característicos de trabajos en elementos con tensión eléctrica en los que pueden producirse accidentes por contactos tanto directos como indirectos.
- Lesiones por uso inadecuado, o malas condiciones, de máquinas giratorias o de corte.
- Proyecciones de partículas .
- Cortes en manos por manipulación de material residual.

4. 4. 3. 2. Medios de elevación

Consideramos como riesgos específicos de estos medios, los siguientes:

- Caída de la carga por deficiente estrobo.
- Rotura de cable, gancho, estrobo, grillete o cualquier otro medio auxiliar de elevación.
- Golpes o aplastamientos por movimientos incontrolados de la carga.
- Vuelco de la grúa.
- Exceso de carga con la consiguiente rotura, o vuelco, del medio correspondiente.
- Fallo de elementos mecánicos o eléctricos.
- Caída de personas a distinto nivel durante las operaciones de movimiento de cargas.
- Atrapamiento de cualquier cuerpo durante las operaciones de estrobo o colocación de la carga.

4. 4. 3. 3. Medios de transporte

Nos referimos en este apartado a los medios de transporte interno de materiales, tales como plataformas, camiones, etc. Y a los riesgos previsibles tales como:

- Los ya mencionados en el punto *“Transporte de materiales y equipos dentro de la obra”*.
- Cualquier accidente o incidente que pudiera producirse por fallo de frenos, dirección, señalización de maniobras, etc.

4. 4. 3. 4. Andamios, plataformas y escaleras

Son previsibles los siguientes riesgos:

- Caídas de personas a distinto nivel.
- Vuelcos de andamios por fallos de la base o faltas de arriostramiento.
- Derrumbamiento de andamios por fallo de los soportes de sujeción.
- Vuelcos o deslizamiento de escaleras.
- Caída de materiales o herramientas desde el andamio.

4. 4. 3. 5. Equipos de soldadura y corte

- Incendios.
- Quemaduras.
- Explosión de botellas de gases.
- Proyecciones incandescentes.

4. 5. Medidas de protección y prevención

4. 5. 1. Medidas preventivas colectivas y de carácter general.

Se adoptarán las medidas preventivas propias de la obra, como son:

- Andamios metálicos.
- Redes: Se colocarán redes a lo largo de toda la nave, encima de la cubierta existente, de manera que se impida la caída de personas a distinto nivel.
- Líneas de vida: Se colocarán líneas de vida para cada diente de la nave industrial.
- Todos los trabajadores deberán estar unidos en todo momento a dichas líneas de vida mientras trabajen sobre la cubierta.
- Escaleras de mano.
- Plataformas de trabajo

El montaje de aparatos eléctricos siempre se realizará con personal especializado.

La iluminación con luces portátiles se hará mediante portalámparas estanco con mango aislante y reja de protección de la bombilla, alimentado a 220 V.

No se podrán establecer conexiones de conductores en los cuadros provisionales de obra sin enchufes macho-hembra.

Las escaleras de mano serán del tipo tijera, con zapatillas antideslizantes y cadena limitadora de la abertura. Se prohíbe expresamente la formación de andamios utilizando escaleras de mano

No se podrán utilizar escaleras de mano o andamios de capitel en lugares con riesgo de caídas desde una altura, si antes no se han instalado las redes o protecciones de seguridad correspondientes. Las herramientas a utilizar estarán protegidas con material aislante normalizado contra contactos con energía eléctrica.

Se retirarán inmediatamente las herramientas con el aislamiento defectuoso, cambiándolas con otras en buen estado.

Las pruebas de funcionamiento de la instalación eléctrica se anunciarán por escrito antes de que empiecen a todo el personal de la obra, para así poder evitar posibles accidentes.

Antes de conectar la instalación eléctrica se hará una revisión en profundidad de las conexiones de mecanismos, protecciones y uniones de todos los cuadros eléctricos y aparatos.

Antes de la operación anterior se comprobará la existencia real en las salas del centro de transformación, del taburete y de las perchas de maniobra, extintores de polvo seco, carteles avisadores y botiquín. Los operarios tendrán que llevar los equipos de protección personal.

4. 5. 2. Medidas preventivas personales

Indicamos la indumentaria para la protección personal, siendo su utilización más frecuente en esta fase de la obra:

- Casco de polietileno homologado para utilizarlo dentro de la obra de forma permanente.
- Botas aislantes.
- Botas de seguridad.
- Guantes aislantes.
- Ropa de trabajo.
- Faja elástica para la sujeción de la cintura.
- Comprobadores de tensión.
- Herramientas aislantes.

5. ANÁLISIS DE VIABILIDAD ECONÓMICA

5. 1. Estimación de la producción anual de energía

A partir de los resultados obtenidos en la simulación realizada con el software PVSYST se han extraído los valores estimados de producción de energía por mes en la instalación, como puede verse en el siguiente gráfico:

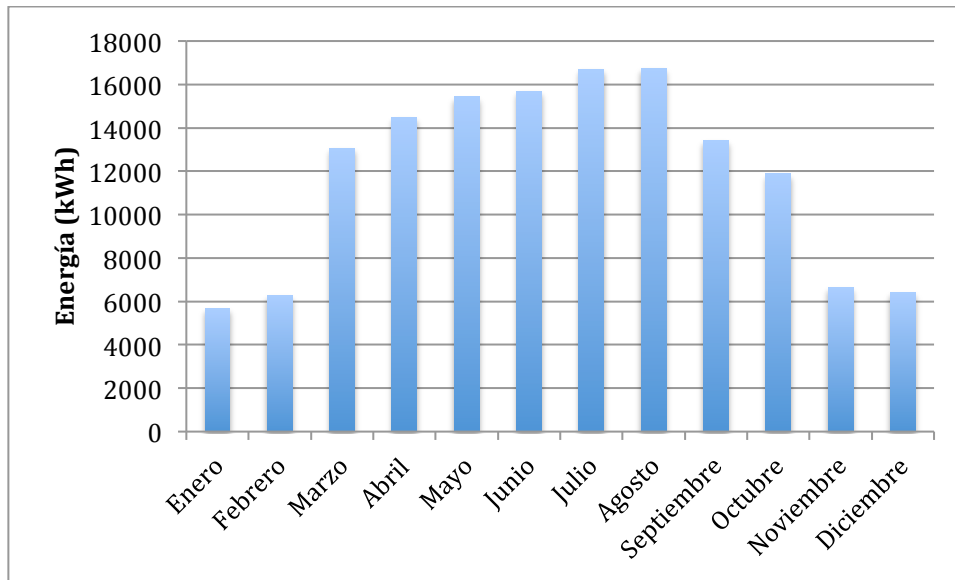


Gráfico 5. 1. Energía producida (Media anual estimada)

Obteniendo un total anual de 142474 kWh.

5. 2. Presupuesto inicial

En este presupuesto inicial no se va a tener en cuenta lo siguiente (se tratará posteriormente en el análisis de los flujos de caja):

- El alquiler de la cubierta de la nave, que suele pactarse entre un 3 y un 5% de la producción de energía del campo.
- Los gastos del seguro.
- Los gastos de mantenimiento.

A continuación se adjunta una tabla con un presupuesto estimado para la instalación y puesta en marcha del campo:

Descripción	Unidades	Precio Unitario (€)	Total (€)
GEPVp-205-M MODULO	486	221,6	107697,6
SUNWAYS INVERTER NT10000	9	3125	28125
SUMINISTRO Y MONTAJE DE ESTRUCTURA ALUMINIO Y PANELES INCLUYENDO PERFILES, ESCUADRAS,GARRAS DE SUJECCIÓN ,TORNILLERÍA EN ACERO INOXIDABLE Y PESOS DE HORMIGÓN PARA PARTE FRONTAL	1	26757,9	26757,9
SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE LINEA DOBLE AISLAMIENTO 0,6/1Kv EXZHELLENT DE GENERALCABLE DE 2x6mm2 Cu SOBRE BANDEJA REJIBAND ENTRE PANELES,INVERSORES	2040	6,4	13056
SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE LÍNEA ENTREINVERSORES Y CUADRO GENERAL COMPUESTA POR CABLE Afumex RZ1-K 0,6/1KV 4x4mm2+TTx4mm2 Cu BAJO TUBO PVC	120	3,28	393,6
SUMINISTRO E INSTALACIÓN LÍNEA GENERAL DE ALIMENTACIÓN SUBTERRÁNEA CABLE 0,6/1Kv DE 4x150 mm2 ENTRE CUADRO DE CONEXIONES Y HORNACINA	15	150	2250
SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE RED DE TIERRAS COMPUESTA POR CABLE DESNUDO DE TIERRA DE 35 mm2 Cu. INCLUIDO PARTE PROPORCIONAL DE 2 PICAS DE COBRE DE 1,5M. BAJO TUBO DE PVC	1	93,6	93,6
SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE BANDEJA REJIBAND GALVANIZADA EN CALIENTE 100X60mm PARA TENDIDO DE CABLES ENTRE PANELES FOTOVOLTAICOS E INVERSORES	40	75	3000
SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE BANDEJA REJIBAND GALVANIZADA EN CALIENTE 200X60mm PARA TENDIDO DE CABLES ENTRE INVERSORES Y ARMARIO DE CONEXIONES	56	34	1904
SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE CUADRO GENERAL COMPUESTO POR 1 ARMARIO COFRET MODULA ESTANCO CON RELÉ DIFERENCIAL Y TOROIDAL CORRESPONDIENTES,1 INTERRUPTOR MAGNETOTÉRMICO AUTOMÁTICO 250A CON PROTECCIÓN DIFERENCIAL REGULABLE 300mA 9 INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS 4 POLOS 20A	1	2520	2520
TOTAL			185797,7

Tabla 5. 1. Presupuesto inicial

5. 3. Análisis económico

Se considerarán como ingresos derivados de la planta fotovoltaica, los establecidos en el RD 413/2014 para las últimas instalaciones autorizadas, con prima incluida en la retribución, es decir, la retribución más baja y prudente históricamente contrastada.

Con los últimos cambios normativos retroactivos, y para no seguir acumulando el denominado “ déficit tarifario “, la retribución ha pasado de remunerar la producción de energía a constituir una rentabilidad asociada a cada proyecto, en función de su fecha de instalación y de la inversión inicial efectuada estimada. Aquí consideramos la retribución de la energía a un precio de 0,12€/kWh, para realizar un análisis de la inversión lo más cercano posible a la última realidad de instalaciones conocida. Este precio de la energía se ha obtenido de la última convocatoria del PREFO para instalaciones de conexión a red, es decir, en régimen especial con la prima correspondiente, que es distinto al precio que se obtendría en el mercado si la instalación fuera de autoconsumo.

Los indicadores económicos del proyecto utilizados son el VAN y el TIR, que se definen de la forma siguiente:

- VAN: “ Valor actualizado de todos los rendimientos esperados de un activo, proyecto de inversión o empresa, descontados a una tasa de rendimiento k , tipo de interés exigido por la empresa a sus inversiones. “

$$VAN = -I_0 + \sum_{i=1}^n \frac{f_i}{(1+k)^i}$$

Siendo:

I_0 : Inversión inicial

n : Número de períodos, en nuestro caso 25 años

f_i : Flujo neto de cada período i

k : Tipo de interés exigido por la empresa para sus inversiones

En nuestro caso, el tipo de interés exigido para el proyecto sería, como mínimo, la rentabilidad de los bonos estatales a largo plazo, ya que son considerados los activos de menor riesgo. Por tanto, por el largo período analizado, consideraríamos una rentabilidad aceptable del 4%.

- TIR: “ Tipo de interés al cual la suma algebraica de los cobros y pagos generados por un proyecto financiero se hace nula; una vez descontados al momento presente. En otras

palabras, la tasa interna de rendimiento hace nulo el valor actual neto (VAN) del proyecto de inversión. “

A continuación se adjunta una tabla con los flujos de caja de los 25 primeros años:

Año	Energía Producida (kWh)	Cobros (€)	Pagos (€)			Cash-Flow (€)
			Seguro	Mantenimiento	Alquiler Nave	
0	146537	0	0	0	0	-185797,7
1	146537	17584,44	700	1650	879,222	14355,218
2	146537	17584,44	700	1650	879,222	14355,218
3	146537	17584,44	700	1650	879,222	14355,218
4	146537	17584,44	700	1650	879,222	14355,218
5	146537	17584,44	700	1650	879,222	14355,218
6	146537	17584,44	700	1650	879,222	14355,218
7	146537	17584,44	700	1650	879,222	14355,218
8	146537	17584,44	700	1650	879,222	14355,218
9	146537	17584,44	700	1650	879,222	14355,218
10	146537	17584,44	700	1650	879,222	14355,218
11	146537	17584,44	700	1650	879,222	14355,218
12	146537	17584,44	700	1650	879,222	14355,218
13	146537	17584,44	700	1650	879,222	14355,218
14	146537	17584,44	700	1650	879,222	14355,218
15	146537	17584,44	700	1650	879,222	14355,218
16	146537	17584,44	700	1650	879,222	14355,218
17	146537	17584,44	700	1650	879,222	14355,218
18	146537	17584,44	700	1650	879,222	14355,218
19	146537	17584,44	700	1650	879,222	14355,218
20	146537	17584,44	700	1650	879,222	14355,218
21	146537	17584,44	700	1650	879,222	14355,218
22	146537	17584,44	700	1650	879,222	14355,218
23	146537	17584,44	700	1650	879,222	14355,218
24	146537	17584,44	700	1650	879,222	14355,218
25	146537	17584,44	700	1650	879,222	14355,218

Tabla 5. 2. Flujos de caja

Y los resultados obtenidos, haciendo uso de las funciones financieras de Excel son los siguientes:

VAN	€ 38.460,66
TIR	5,87%
Payback	12,94 años

Tabla 5. 3. Indicadores económicos del proyecto

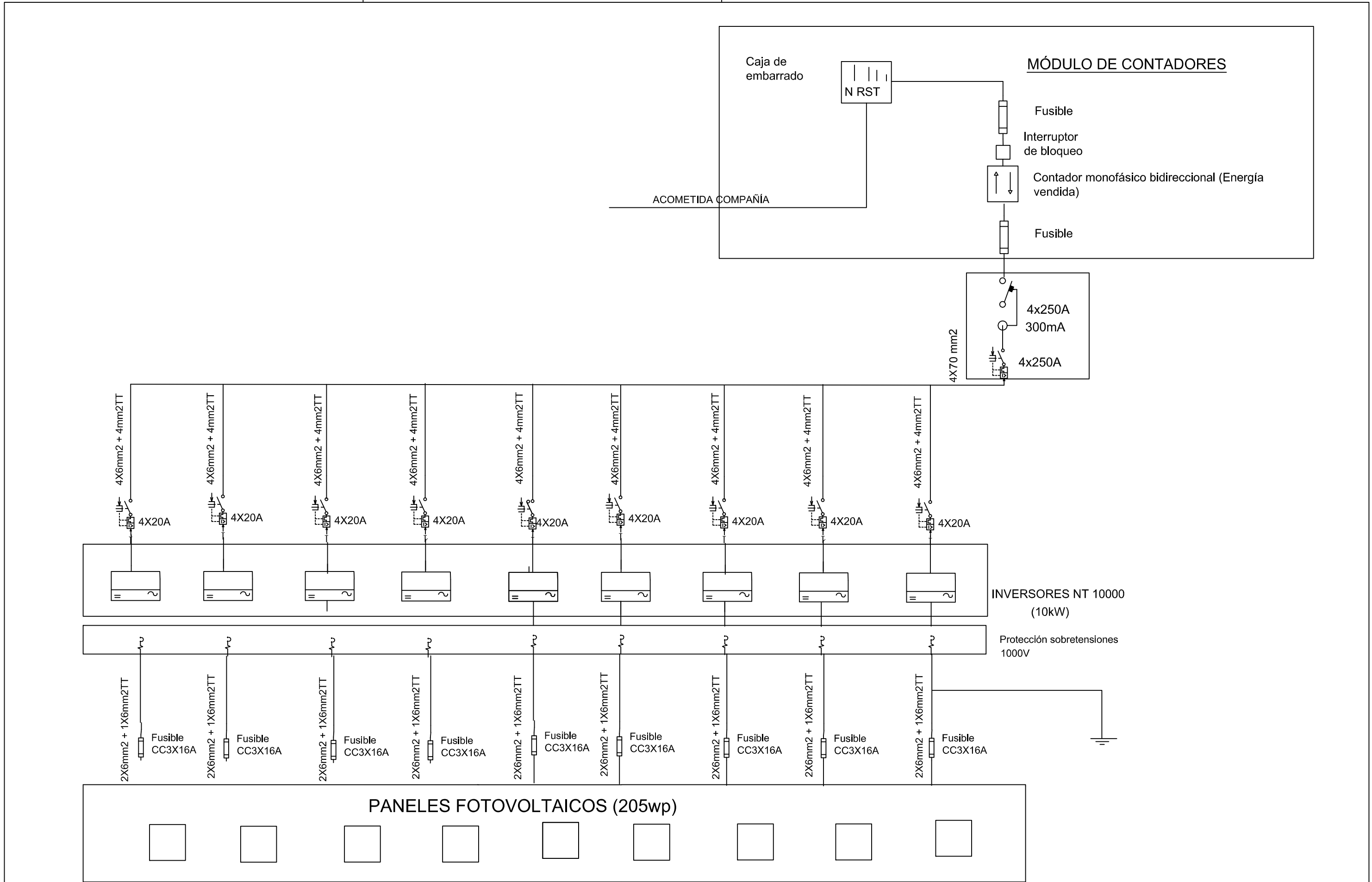
5. 4. Conclusiones

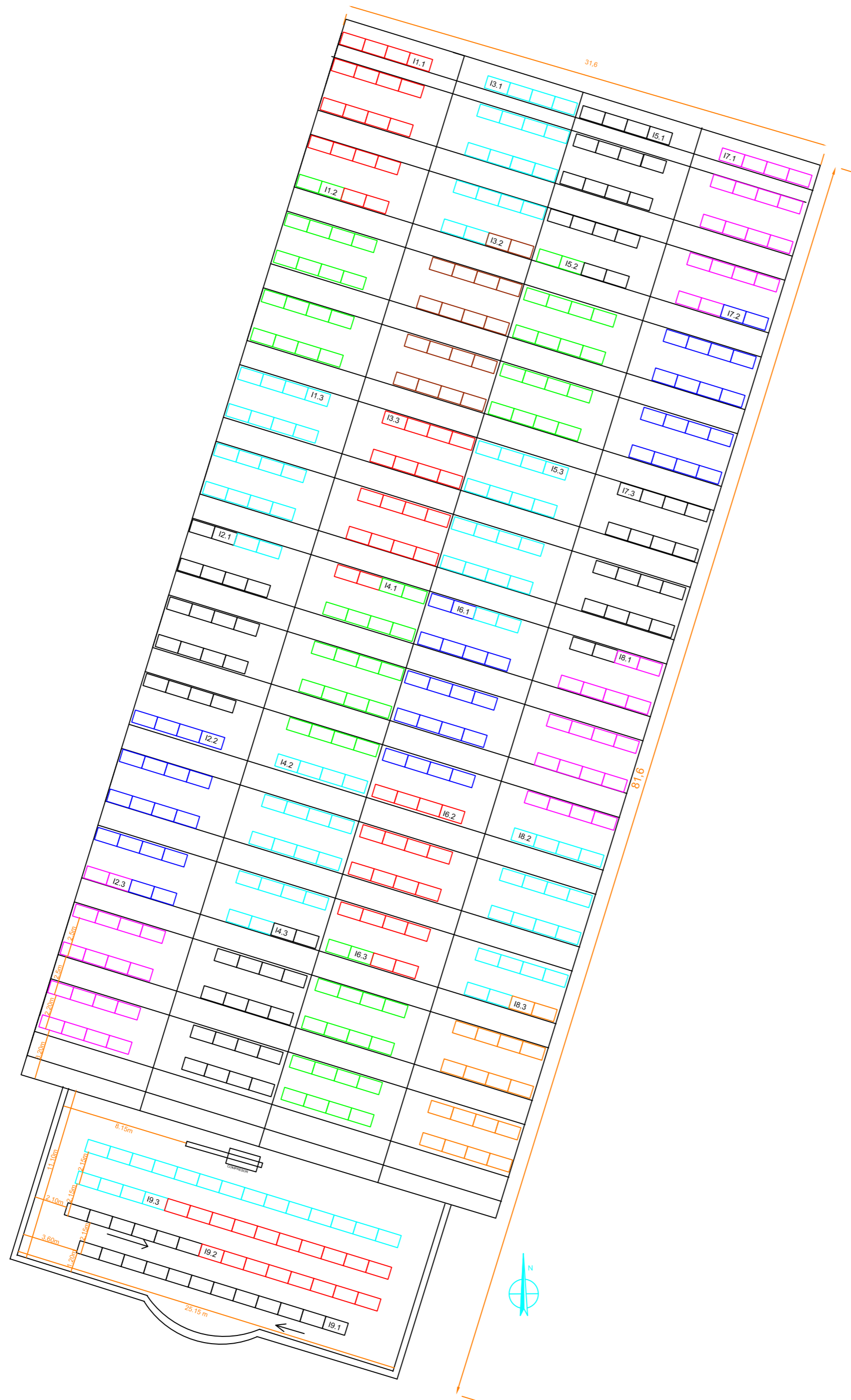
El resultado del VAN nos indicaría que se recupera el importe de la inversión inicial más una rentabilidad anual del 4% y además conseguiríamos un beneficio estimado de 38460,66 €.

El valor de la TIR calculada resulta superior a la tasa de rentabilidad exigida del 4%, y se sitúa en la banda de tipos de interés ofertados por las entidades financieras para realizar inversiones de este tipo. No obstante, existen líneas de financiación vinculadas a organismos oficiales, como el ICO (Instituto de Crédito Oficial) y el BEI (Banco Europeo de Inversiones), con un coste sensiblemente inferior a la rentabilidad del proyecto.

El plazo de recuperación de la inversión se ajustaría también a los plazos contemplados en este tipo de financiaciones. Al aportar en este tipo de operaciones un 30% de la inversión inicial, la rentabilidad de los fondos propios aportados sería muy superior, aunque los gastos financieros vinculados disminuirían los flujos netos de caja.

6. PLANOS





7. BIBLIOGRAFÍA

- Cuaderno de aplicaciones técnicas nº 10: plantas fotovoltaicas (ABB)
- Apuntes Energía Fotovoltaica y Electrónica de Potencia 4º GIE temas 3, 7, 8 y 9
- Apuntes SSEE 3º GIE tema 5
- Wikipedia: http://en.wikipedia.org/wiki/Maximum_power_point_tracking
- http://www.electrical-installation.org/enw/images/6/6c/Fig_P07-2_GB.jpg
- Cálculo Altura solar: <http://aa.usno.navy.mil/data/docs/AltAz.php>
- “Economía planeta: Diccionario enciclopédico” Editorial Planeta
- Roger Folch, J., Riera Guasp, M., Roldán Porta, C. (2010) “ Tecnología eléctrica” Editorial Síntesis
- Aenor (2002). “Reglamento electrotécnico para baja tensión e instrucciones técnicas complementarias (ITC) BT 01 a BT 51”

ANEXO 1. HOJAS TÉCNICAS DEL FABRICANTE

GEPVp-205-M

205 WATT PHOTOVOLTAIC MODULE
FOR 600 VOLT APPLICATIONS

FEATURES

- 54 poly-crystalline cells connected in series
- Peak power of 205 watts at 27.2 volts
- Designed for optimum use in residential and commercial grid-tied applications
- 20-year limited warranty on power output, 5-year limited warranty on materials and workmanship*
- Junction box and 1.8 meter cable with easy-click SOLARLOK® Connectors included

BENEFITS

- Output power tolerance of +/- 5%
- Robust, clear anodized aluminum frame with pre-drilled holes for quick installation

CERTIFICATIONS

The GEPVp-205-M Module meets the following requirements:**



UL-1703



IEC-61215 Second Edition

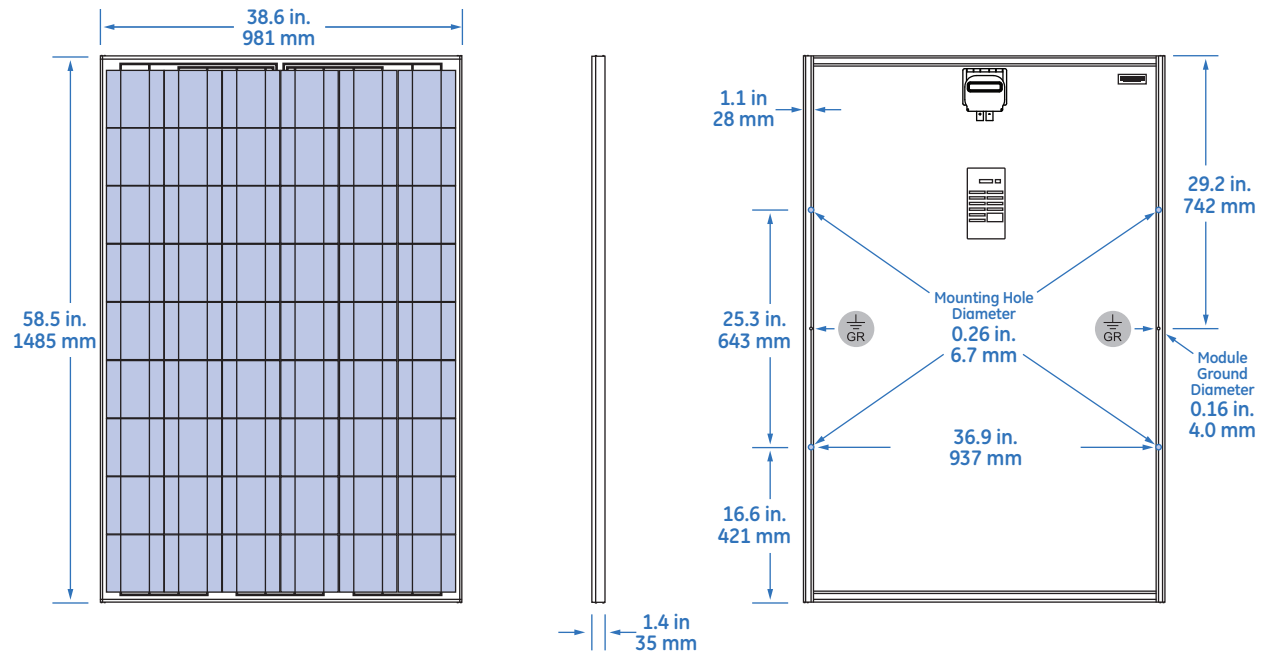


*Refer to GE Energy Product Warranty for specific details

**Refer to GE Energy Product Certifications for up to date Certificates.



PHYSICAL CHARACTERISTICS

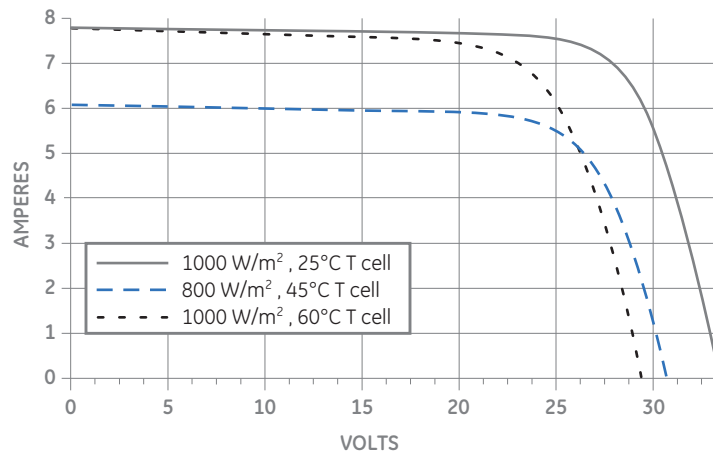


Physical Design Properties

Weight	39.0 lb [17.7 kg]
Maximum Tested Load	50 psf [2400 PA]
Hailstone Impact Resistance	1" @ 50 mph [25 mm @ 80 kph]

ELECTRICAL PERFORMANCE

Typical IV Curve for GEPVp-205-M Module



Typical Performance Characteristics

Peak Power (Wp)	Watts	205
Max. Power Voltage (Vmp)	Volts	27.2
Max. Power Current (Imp)	Amps	7.6
Open Circuit Voltage (Voc)	Volts	33.0
Short Circuit Current (Isc)	Amps	8.2
Short Circuit Temp. Coefficient	mA/°C	5.6
Open Circuit Voltage Coefficient	V/°C	-0.12
Max. Power Temp. Coefficient	%/°C	-0.5
Max. Series Fuse	Amps	15
Max. System Voltage	Volts	600
Normal Operating Cell Temperature [NOCT]	deg. C	50

IV parameters are rated at Standard Test Conditions (Irradiance of 1000 W/m², AM 1.5G, cell temperature 25°C). As with all poly-crystalline PV Modules, during the stabilization process that occurs during the first few days in service, module power may decrease approximately 3% from typical maximum power due to a phenomenon known as Light Induced Degradation (LID). All measurements are guaranteed at the laminate leads. NOCT is measured at 800 W/m², 20 deg. C ambient, and 1 m/s windspeed.



GE Energy
231 Lake Drive
Newark, DE 19702
866-750-3150

solarsales@ge.com
ge-energy.com/solar

Datos técnicos Sunways Solar Inverters NT 10000, NT 11000 y NT 12000

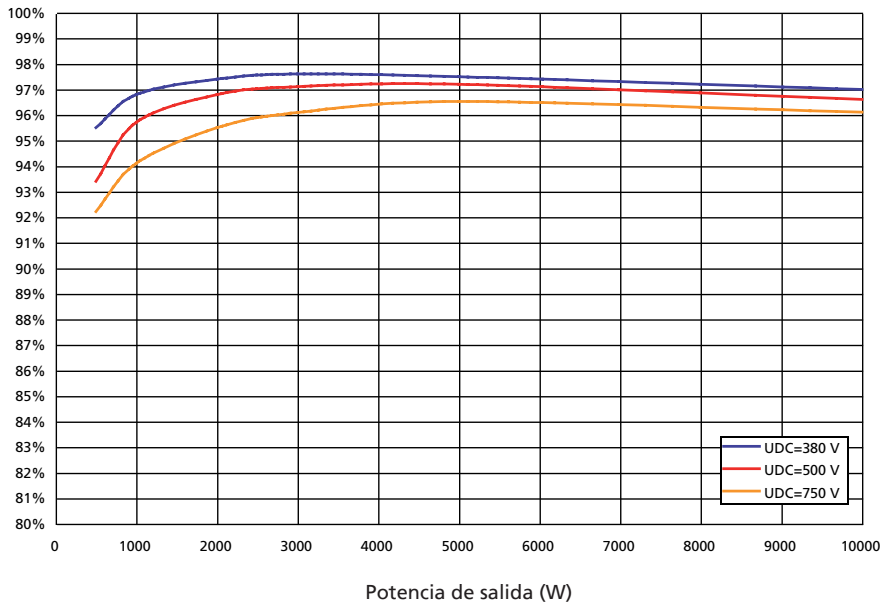
	NT 10000	NT 11000	NT 12000
Referencia	SI310NT0C	SI311NT0C	SI312NT0C
Entrada CC			
Potencia máxima del generador solar	12000 Wp	13200 Wp	14400 Wp
Corriente máxima CC	11,0 A por cada entrada MPP	11,5 A por cada entrada MPP	12,8 A por cada entrada MPP
Rango de tensión MPP	340 V...750 V		
Tensión de vacío CC máxima	900 V		
Número de entradas por cada MPP-Multitracking	1 x Tyco Solarlok		
Número de MPP-Multitracking	3		
Salida CA			
Potencia nominal de salida CA	10000 W	11000 W	12000 W
Potencia máxima CA	10000 W	11000 W	12000 W
Corriente nominal CA	14,5 A por fase	16,0 A por fase	17,4 A por fase
Corriente máxima CA	16,0 A por fase	17,5 A por fase	19,0 A por fase
Frecuencia nominal	50 Hz		
Margen de tolerancia de frecuencia	48,0 Hz...51,0 Hz (según RD 1663/2000, RD 661/2007)		
Tensión de red	400 V (trifásica)		
Rango de tensión CA	-15%...+10% (según RD 1663/2000)		
Factor de distorsión con Pn	< 1%		
Factor de potencia reactiva (cos phi)	1 o ajustable -0,9 a +0,9		
Protección contra funcionamiento en isla	sí		
Control de defecto a tierra	RCD		
Aislamiento galvanico	integrado. Cumple RD 1663/2000		
Rendimiento			
Consumo en modo standby	9,0 W		
Consumo nocturno	~0 W		
Eficiencia máxima	97,6%	97,6%	97,6%
Eficiencia europea	97,3%	97,2%	97,2%
Eficiencia MPP (static)	> 99%		
Tecnología	topología HERIC®, sin transformador		
Otros			
Interrupción-seccionador CC	integrado		
Dimensionado de protecciones conexión a red	3 x 25 A		
Interfaces de datos	Ethernet, CAN, RS485, relé de aviso sin potencial, salida de impulsos SO		
Interfaces para sensores	radiación, temperatura		
Pantalla	LCD, retroiluminada, 128 x 64 puntos		
Monitorización	aviso activo por e-mail, Sunways Browser, Sunways Portal		
Grado de protección IP según IEC 60529	IP 54		
Humedad relativa máxima	95%		
Refrigeración	refrigeración activa, controlado por temperatura		
Rango de temperaturas	-25°C...50°C (a pot. máx.)	-25°C...45°C (a pot. máx.)	-25°C...40°C (a pot. máx.)
Comportamiento en sobrecarga	desplazamiento del punto de trabajo		
Dimensiones (Al x An x F)	84 x 53 x 21 cm		
Peso	31 kg		
Tipo de montaje	mural		
Nivel de ruido	< 60 dB (A)		
Garantía			
Garantía estándar	5 años		
Ampliación de garantía a 10 años (Referencia)	SV101020A		
Ampliación de garantía a 15 años (Referencia)	SV101050A		
Ampliación de garantía a 20 años (Referencia)	SV101080A		
Ampliación de garantía a 25 años (Referencia)	SV101110A		
Certificado	CE, RD 1663/2000, RD 661/2007, VDE-AR-N 4105:2011-08 Mas certificados bajo www.sunways.eu		

Valores indicados en base a una tensión de red de 230 V

Modificaciones técnicas reservadas, versión 03/2012

Curva de eficiencia Sunways Solar Inverters NT

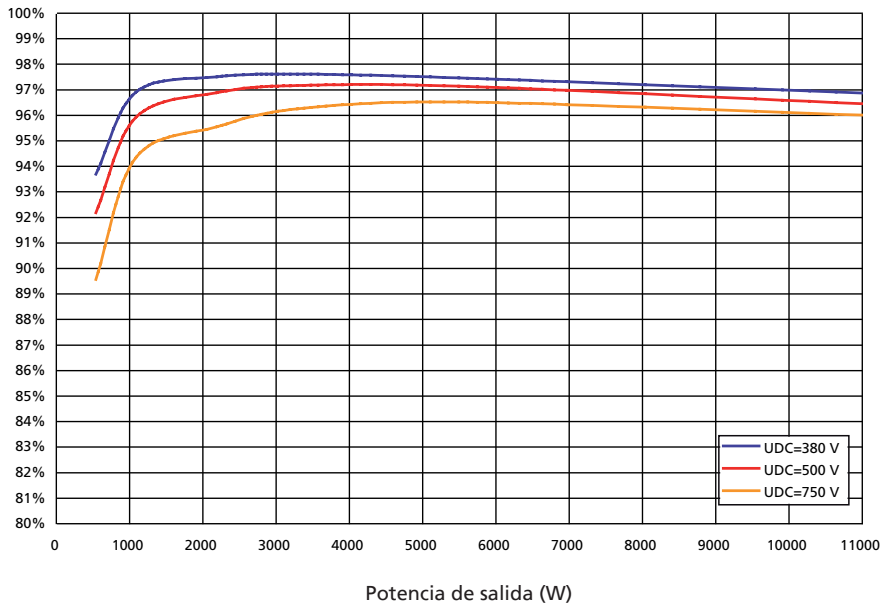
Curva de eficiencia NT 10000



Potencia de salida (%)	5,0	10,0	20,0	30,0	50,0	100,0	Max	Euro	
Eficiencia	380 V	95,5	96,8	97,4	97,6	97,5	97,0	97,6	97,3
	500 V	93,4	95,7	96,8	97,1	97,2	96,6	97,2	96,8
	750 V	92,2	94,1	95,5	96,1	96,5	96,1	96,5	96,0

Valores indicados en base a una tensión de red de 230 V, $\cos \phi = 1$ y 25°C temperatura ambiente.

Curva de eficiencia NT 11000



Potencia de salida (%)	5,0	10,0	20,0	30,0	50,0	100,0	Max	Euro	
Eficiencia	380 V	93,7	96,9	97,5	97,6	97,4	96,8	97,6	97,2
	500 V	92,2	95,9	96,9	97,1	97,1	96,4	97,2	96,7
	750 V	89,5	94,3	95,5	96,2	96,5	96,0	96,5	95,9

Valores indicados en base a una tensión de red de 230 V, $\cos \phi = 1$ y 25°C temperatura ambiente.