



UNIVERSIDAD
POLITECNICA
DE VALENCIA

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR
DE INGENIEROS DE CAMINOS,
CANALES Y PUERTOS



TRABAJO FIN DE GRADO

GRADO EN INGENIERÍA CIVIL

Diseño de un sistema solar fotovoltaico, T.M. Molina de Segura (Murcia)

AUTOR: Lorenzo Martínez Cermeño

TUTOR: D. Miguel Ángel Pérez Martín

Valencia, Septiembre 2015

“Cada día el sol ilumina
un mundo nuevo”

Paulo Coelho

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN.....	5
1.1. Balance energético en España	5
1.2. Energía solar	8
1.3. Ventajas e inconvenientes de la energía solar fotovoltaica	9
1.4. Objetivo	9
2. EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN	11
3. CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN	14
3.1. Modulo fotovoltaico	14
3.2. Estructura soporte.....	18
3.3. Inversor	20
3.4. Protecciones	22
3.5. Puesta a tierra	24
3.6. Contador.....	24
4. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS A CUMPLIR DE ELEMENTOS PRINCIPALES	25
4.1 Módulos fotovoltaicos	25
4.2 Inversor	25
4.3. Estructura soporte.....	27
4.4. Protecciones	28
5. MANTENIMIENTO	29
5.1. Módulo fotovoltaico	29
5.2. Inversor	30
5.3. Estructura soporte.....	30
6. ANÁLISIS AMBIENTAL	31
7. DIMENSIONADO.....	32
7.1. Orientación de los paneles	32
7.2. Inclinación de los paneles.....	32
7.3. Distancia de separación entre filas de módulos	33
7.4. Rendimiento energético de la instalación (PR) o Performance Ratio	34
7.5. Pérdidas por sombras	35
7.6. Cálculo de la irradiación incidente efectiva	37
7.7. Producción horaria por unidad de superficie a lo largo del día medio.....	41
7.8. Dimensionado de la estructura soporte	44
7.9. Dimensionado de los módulos e inversor	46
7.9.1. Módulos en serie.....	46
7.9.2. Módulos en paralelo.....	47
7.9.3 Limitaciones físicas	47
7.9.4. Número total de módulos	48
7.9.5. Comprobaciones del inversor.....	49
7.9.6. Inversores.....	49
7.9.7. Resumen de dimensionado	50
7.10. Producción horaria	50
7.11. Producción anual	51
8. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN	52

9. PRESUPUESTO ECONÓMICO	53
9.1. Presupuesto de la instalación	53
9.2. Ingresos anuales	53
9.3. Gastos de explotación anuales.....	54
9.4. Gastos financieros anuales y totales	54
9.5. Beneficios anuales	55
9.6. Valor actual neto (VAN).....	56
9.7. Tasa interna de retorno (TIR)	56
5.8. Periodo de recuperación del capital invertido	57
10. CONCLUSIONES	58
11. REFERENCIAS.....	59
12. PLANOS	60

1. INTRODUCCIÓN

Las energías renovables son aquellas que se producen de manera continua y son inagotables a escala humana. Además tienen la ventaja de poder complementarse entre sí, favoreciendo la integración entre ellas. Son respetuosas con el medio ambiente, aún teniendo efectos negativos sobre el entorno, sus impactos ambientales son mucho menores que las energías convencionales como combustibles fósiles o energía nuclear.

Las energías renovables son parte de la energía que el sol aporta a la Tierra en cada momento. La energía se recibe en forma de radiación que la atmosfera retiene permitiendo así unas condiciones adecuadas en la tierra, de tal manera que pueda existir vida.

La radiación solar no sólo proporciona luz, también se transforma en biomasa por medio de la fotosíntesis, por los gradientes térmicos que se producen en la atmosfera se transforma en viento o en energía hidráulica por la evaporación de los mares.

Hay que destacar dentro de las energías renovables las que tienen un mayor desarrollo tecnológico con mayores posibilidades de competir en el mercado actual, estando el sol presente en todas ellas.

Dentro del marco de energías renovables encontramos la energía eólica, hidráulica, biomasa, geotérmica y solar, con estas se puede obtener las dos formas de energía más utilizadas, el calor y la electricidad.

Las energías renovables tienen numerosas ventajas, no generan residuos peligrosos, son respetuosas con el medio ambiente, se pueden instalar en zonas rurales y aisladas, disminuyen la dependencia de suministros externos, no emiten gases contaminantes y su impacto medioambiental es 31 veces inferior al impacto producido en la generación de electricidad de las energías convencionales.

Para conseguir la idea de un desarrollo sostenible desde una visión energética, hay que ir disminuyendo progresivamente el uso de los combustibles fósiles y hacer uso de las energías renovables, aprovechar la energía del sol para producir electricidad o calor ya que así no se potenciará el efecto invernadero ni acelerará el cambio climático, no se emitirán gases contaminantes a la atmosfera evitando el recalentamiento del planeta.

1.1. Balance energético en España

Las energías renovables ocupan el podio de producción eléctrica nacional según el informe de los datos del Sistema Eléctrico Español, estas aportaron en el año 2014 el 42,8 % de la producción eléctrica total como vemos en el gráfico, situándose lejos de ella en segundo lugar la energía nuclear pesó en el mix energético nacional la mitad, un 21,9%.

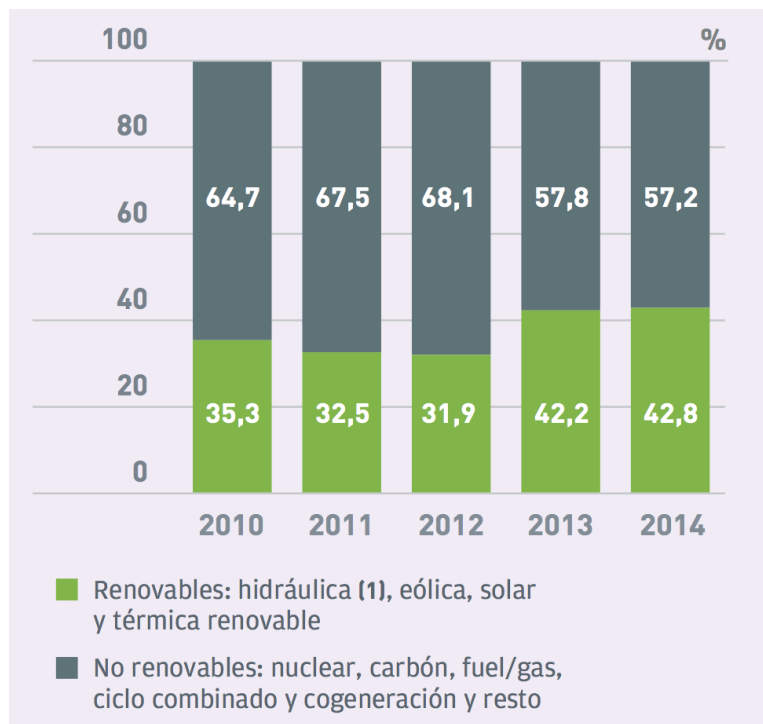


Gráfico 1: Evolución de la generación renovable y no renovable

Se observa un gran descenso en los últimos dos años de la producción de energía no renovable acercándonos de esta manera poco a poco a esa idea de un desarrollo sostenible desde una visión energética.

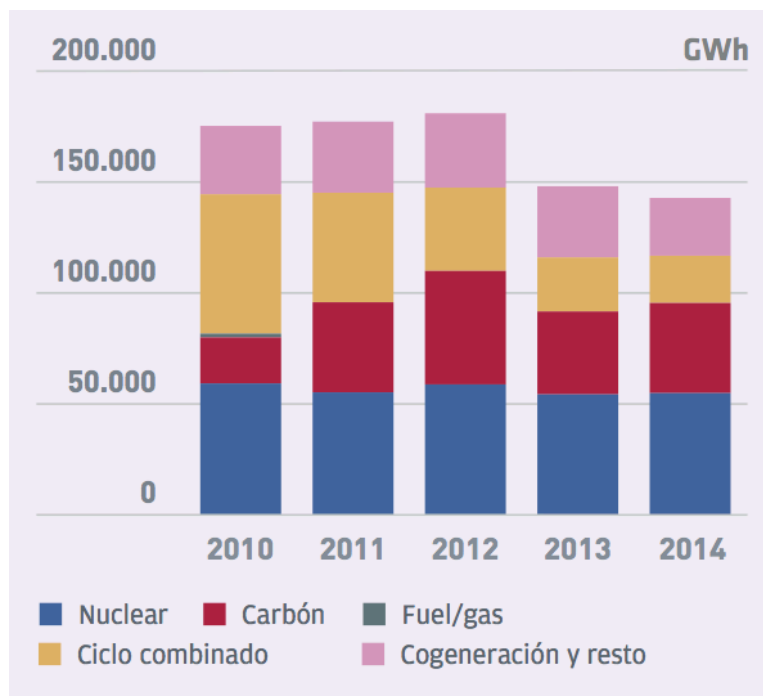


Gráfico 2: Evolución de la producción de energías no renovables

Además se puede notar un alto incremento en la producción de energía renovable, se observa que del año 2013 al año 2014 ha descendido un 1 %, debido principalmente a la caída de la producción eólica en un 6,1 %, sin embargo esta ha sido la tecnología que más ha contribuido a la producción total en el sistema eléctrico. A continuación de

muestran las gráficas de producción de energía renovable y la cobertura de la demanda anual de energía eléctrica, además se incluye la cobertura de la demanda máxima horaria y el porcentaje correspondiente a la potencia instalada a 31 de diciembre de 2014.

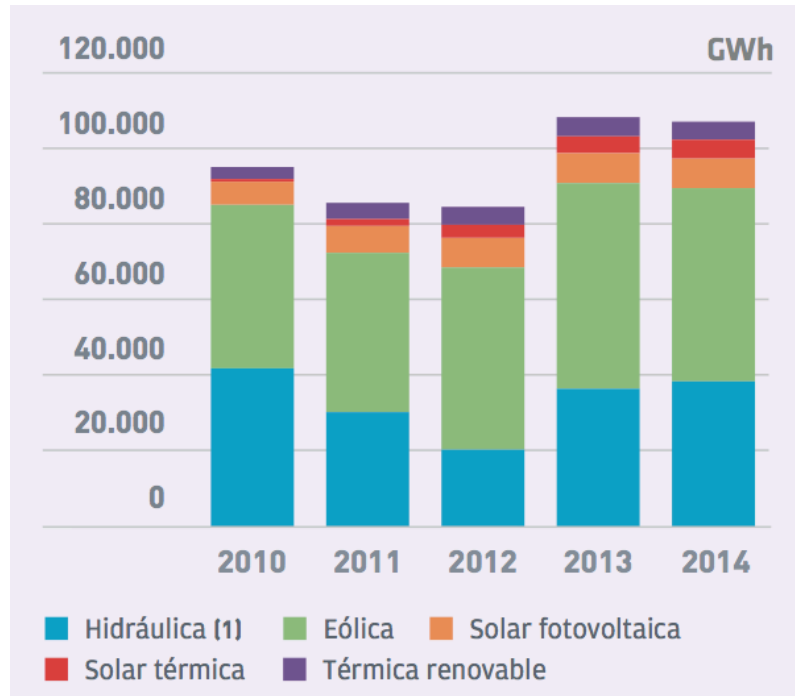


Gráfico 3: Evolución de la producción de energías renovables

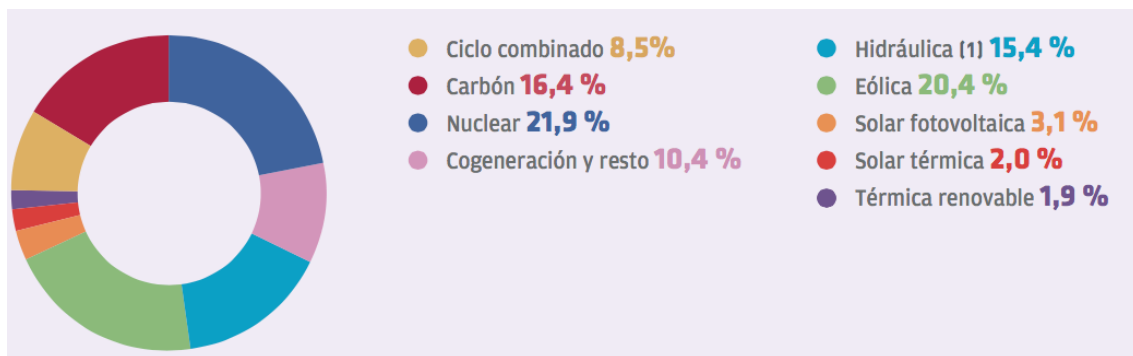


Gráfico 4: Cobertura de la demanda anual de energía eléctrica

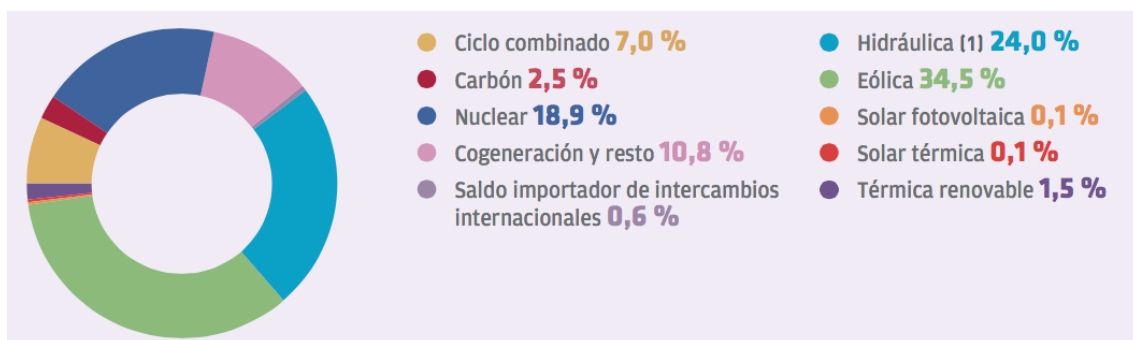


Gráfico 5: Cobertura de la demanda máxima horaria 38.666 MW el 4 de febrero del 2014 (20-21 h)

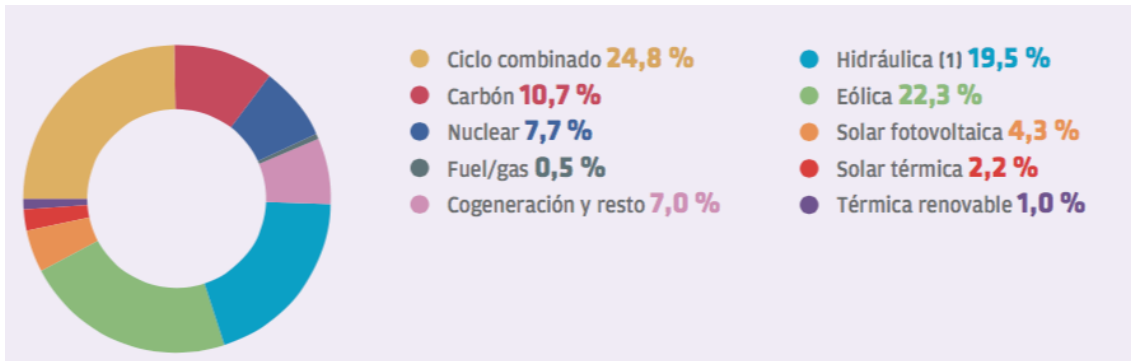


Gráfico 6: Potencia instalada a 31 de diciembre del 2014 (102.259 MW)

Por último también hay que remarcar la gran disminución de emisiones de CO₂ del sistema eléctrico, aunque en el último año han aumentado las emisiones debidas a la producción del carbón estas se han compensado con el aumento de la generación de energía renovable.

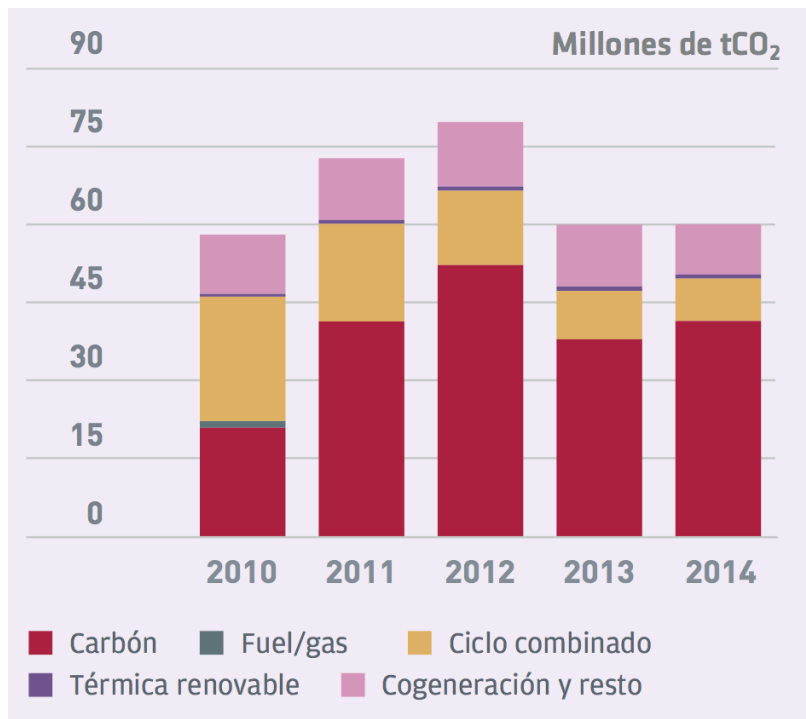


Gráfico 7: Evolución de las emisiones de CO₂

1.2. Energía solar

La Energía solar es la que llega a la Tierra sin transformarse, en forma de radiación electromagnética, luz, calor y rayos ultravioleta principalmente.

Se necesitan sistemas de captación, de almacenamiento y de aprovechamiento, que se pueden realizar de diferentes formas:

- Energía solar térmica pasiva, que consiste en la utilización directa de la energía solar mediante la incorporación de elementos arquitectónicos con alta capacidad de absorción de energía térmica y con acristalamientos.
- Energía solar térmica, que consiste en el aprovechamiento de la radiación que proviene del sol transformándola en energía térmica almacenada en un fluido, para calentar fluidos que circulan por el interior de captadores solares térmicos.
- Energía solar fotovoltaica, que consiste en la transformación directa de la radiación solar en electricidad mediante células fotovoltaicas integradas en módulos solares. Esta electricidad se puede introducir en la red de distribución eléctrica, almacenar para un uso posterior en acumuladores o utilizarla de manera directa.

1.3. Ventajas e inconvenientes de la energía solar fotovoltaica

- Ventajas: tienen un escaso impacto ambiental, no producen residuos perjudiciales para el medio ambiente, puede ser distribuida por todo el mundo, una vez instalada no tiene mas costes que el sencillo mantenimiento de la instalación y no existe dependencia de las compañías suministradoras.
- Inconvenientes: sin embargo también posee algunos inconvenientes como el impacto visual negativo, sobre todo sino se cuida la integración en el paisaje de los módulos solares, puede afectar a los ecosistemas por la extensión ocupada por los paneles en caso de grandes instalaciones y si se precisara de baterías estos contienen agentes químicos peligrosos, debiendo protegerse los depósitos de agua caliente contra la legionela.

1.4. Objetivo

El objetivo de este trabajo fin de grado consiste en el diseño de un sistema solar fotovoltaico conectado a red sobre la azotea de una nave industrial.

Se dimensionarán y se elegirán los principales elementos que componen la instalación, realizando todos los cálculos necesarios para un correcto diseño y cumpliendo con todas las condiciones exigidas por el reglamento vigente.

Se buscara maximizar la producción energética de la instalación para poder cumplir con las instalaciones eléctricas de la nave industrial donde se ha realizado el diseño, la cual posee un consumo anual de energía de 623 MWh/año y potencia instalada de 182 kWp.

Además del estudio de producción energética final y comprobación de si cubre las necesidades de la nave, se va a realizar un estudio horario, que incluya tanto la producción horaria por unidad de superficie como la producción horaria, ambas a lo largo del día medio de horas de sol.

También se realizará un estudio económico para conocer la viabilidad de la instalación diseñada.

2. EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

La instalación solar fotovoltaica diseñada se encuentra en la provincia de Murcia, en el Término Municipal de Molina de Segura 30500, Polígono Industrial La Estrella, calle Mercurio 94. Se ha diseñado para ser instalada en la azotea de la nave industrial propiedad de la empresa Saica Natur.

A continuación se muestra un mapa de la ciudad de Murcia donde se puede localizar el Término Municipal.



Figura 1: Mapa de la Comunidad autónoma de Murcia

En la siguiente figura se observa el mapa de Molina de Segura donde se señala la localización del polígono industrial.



Figura 2: Mapa del término municipal Molina de Segura

La nave industrial situada a una latitud 38.086072 y longitud -1.217513 posee una planta rectangular con una superficie de 5.194 m². La cubierta es plana con una inclinación de 0° y no posee tragaluces. La fachada inferior no queda totalmente orientada al sur, sino que se encuentra inclinada, esto lo tendremos en cuenta a la hora de instalar los paneles, pues al encontrarnos en el hemisferio norte deberemos orientarlos hacia el sur.

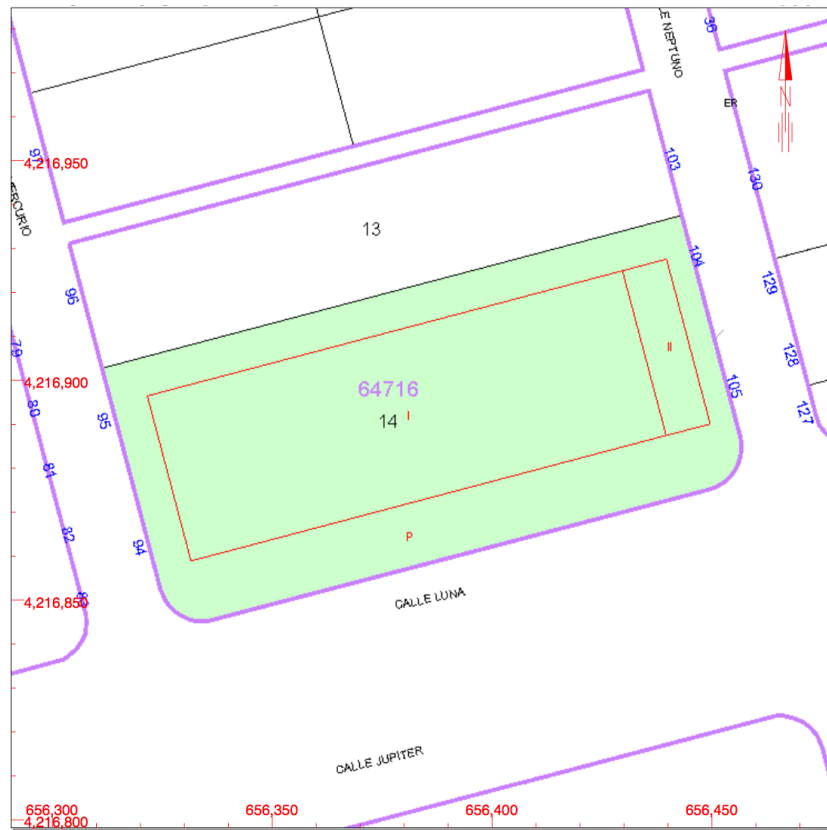


Figura 3: Plano obtenido del catastro

En el caso del proyecto, se trata de una azotea libre de obstáculos que puedan provocar sombras sobre los paneles, por lo que podrá utilizarse todo el espacio del que se dispone de forma que la orientación de los paneles sea óptima, por lo tanto si se escoge un área de la azotea cuyo lado inferior esté totalmente orientado al sur, el espacio disponible para los paneles será inferior que si se orientaran los paneles con cierto ángulo azimut α , pero la captación de radiación solar por parte de los paneles será máxima.

3. CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN

La instalación a realizar es una instalación fotovoltaica conectada a red, está formada por un generador fotovoltaico y un sistema de acondicionamiento de potencia, encargado de transformar la energía en forma de corriente continua a corriente alterna, con las características de la red de distribución. El sistema de acondicionamiento de potencia es el inversor, el cual debe cumplir todos los requisitos de seguridad y garantía para que su funcionamiento no provoque alteraciones en la red ni disminuya su seguridad, contando para ello con las funciones de protección correspondientes.

Tenemos varios dispositivos o equipos que debemos dimensionar para que sea posible la transformación de la radiación solar en energía eléctrica que inyectamos a la red.

3.1. Modulo fotovoltaico

Los paneles o módulos fotovoltaicos son un conjunto de células fotovoltaicas encapsuladas tanto por arriba como por abajo con varias capas para proporcionarles protección mecánica y protegerles de los efectos de la intemperie, conectadas convenientemente de forma que reúnan unas condiciones determinadas para poder encargarse de manera correcta de captar la energía procedente del sol, en forma de radiación solar y transformarla en energía eléctrica por el efecto fotovoltaico.

Los módulos proporcionan a las células resistencia mecánica, protección contra los agentes ambientales externos y aislamiento eléctrico que garantiza su duración y la seguridad de las personas y animales que se encuentran en su entorno.

Es en la célula fotovoltaica donde se produce la conversión de la radiación solar en corriente eléctrica, este dispositivo está formado por una lámina de material semiconductor compuesta de una delgada capa de material tipo "n" y otra de tipo "p" de mayor espesor, estas capas son eléctricamente neutras al estar separadas, pero al juntarlas se genera un campo eléctrico en la unión "p-n". Cuando la luz incide sobre la célula los fotones rompen el par electrón hueco, el campo eléctrico de la unión los separa llevando los electrones a la zona "n" y los huecos a la zona "p". Luego mediante un conductor externo se conecta la capa negativa a la positiva generándose así un flujo de electrones que es la corriente eléctrica de la zona "p" a la zona "n".

Los más comunes son las de silicio monocristalino, silicio policristalino y silicio amorfo.

- Las células solares de silicio monocristalino son las más utilizadas en la tecnología solar y la más comercializada ya que su rendimiento es el mayor de todos los tipos de células solares, siendo éste de entre el 15% y el 18%, se fabrican a partir de un único cristal de silicio extraído de un baño de silicio fundido.
- A causa del alto coste del silicio monocristalino se está utilizando el silicio policristalino, mucho más barato de fabricar ya que está formado por un conjunto de estructuras macrocristalinas de silicio, además su rendimiento es

bastante próximo al de las células monocristalinas, en trono al 12% y 14%.

- Existe otro tipo de células solares constituidas de silicio amorfo, su fabricación es mucho mas sencilla, mucho más baratas y tienen un buen comportamiento ante agentes externos, pero estas se degradan mas rápido que los otros tipos y su rendimiento es inferior al 10% menor que el de las células cristalinas.

El panel solar está formado por varias células que ha de tener los mismos parámetros eléctricos para que no se produzcan descompensaciones que limiten su funcionamiento conectadas entre sí, pudiendo ser en serie y/o paralelo de forma que la tensión y corriente suministrada por el panel se incrementa hasta ajustarse al valor deseado.

Generalmente se fabrican disponiendo primero las células necesarias en serie para alcanzar la tensión que deseamos a la salida del generador fotovoltaico y posteriormente se le asocian ramales de células en paralelo hasta llegar a alcanzar el nivel de corriente deseado.

➤ **Módulo escogido**

El módulo escogido para el diseño del sistema solar fotovoltaico es el modelo ND-RG250 de la marca SHARP.

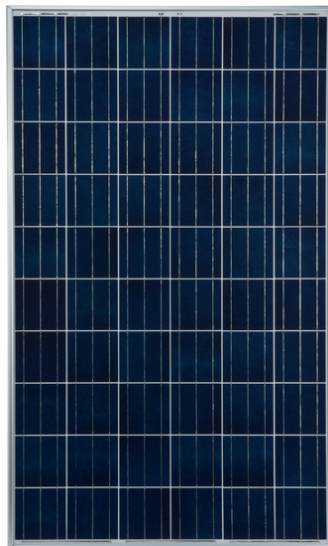


Figura 5: Modelo del módulo

Los módulos están compuestos por 60 células en serie de silicio policristalino con unas dimensiones de 156,5 mm x 156,5 mm. En la siguiente tabla se incluyen las características técnicas.

DATOS ELÉCTRICOS (STC*)	Notación	Valor	Unidad de medida
Potencia nominal	Pmax	250	Wp
Tensión en circuito abierto	Voc	37,5	V
Corriente de cortocircuito	Isc	8,88	A
Tensión en el punto de máxima potencia	Vmpp	30	V
Corriente en el punto de máxima potencia	Imp	8.35	A
Coefficiente de rendimiento	η	15,4	%
Tensión de sistema máxima admisible		1	KVcc
Corriente inversa máxima		15	A
Rango de temperatura		- 40 a 85	°C
Coefficiente de temperatura	Pmax	- 0,43	%/°C
Coefficiente de temperatura	Voc	- 0,33	%/°C
Coefficiente de temperatura	Isc	0,06	%/°C

Tabla 1: Características técnicas módulo solar

* STC = Standard Test Conditions: irradiación de 1,000 W/m², AM 1.5, temperatura de la célula 25 °C. Las características eléctricas están clasificadas dentro del ± 10 % de los valores indicados de Isc, Voc and 0 to +5 % of Pmax (tolerancia de medición de potencia ± 3 %).

Se ha escogido este nuevo modelo de la marca SHARP por sus características, posee un coeficiente de rendimiento de 15,4 %, 3 tipos de tecnologías de barras para aumentar la potencia de salida, un recubrimiento antirreflejos para aumentar la absorción de luz, un coeficiente de temperatura mejorado que reduce pérdidas de energía a altas temperaturas e incluso posee un alto rendimiento a baja irradiación.

La elección de este fabricante ha sido por sus mas de 50 años de experiencia y por sus premios de calidad, ya que ha sido galardonada por ser la marca más conocida, mejor valorada y preferida por instaladores y distribuidores, esta nos ofrece unas garantías de 10 años del producto y 25 años de rendimiento lineal de un 96 % de la potencia mínima durante el primer año y una degradación del rendimiento del 0,667 % anual.

El módulo posee los datos mecánicos expuestos en la siguiente tabla, los cuales se pueden observar en la figura.

DATOS MECÁNICOS	Valor
Longitud	1,640 mm (+/- 3.0mm)
Ancho	992 mm (+/- 2.0mm)
Profundidad	40 mm (+/- 0.8mm)
Peso	18.5 kg
Capacidad de carga máxima	2,400 N/m ²

Tabla 2: Datos mecánicos del módulo solar

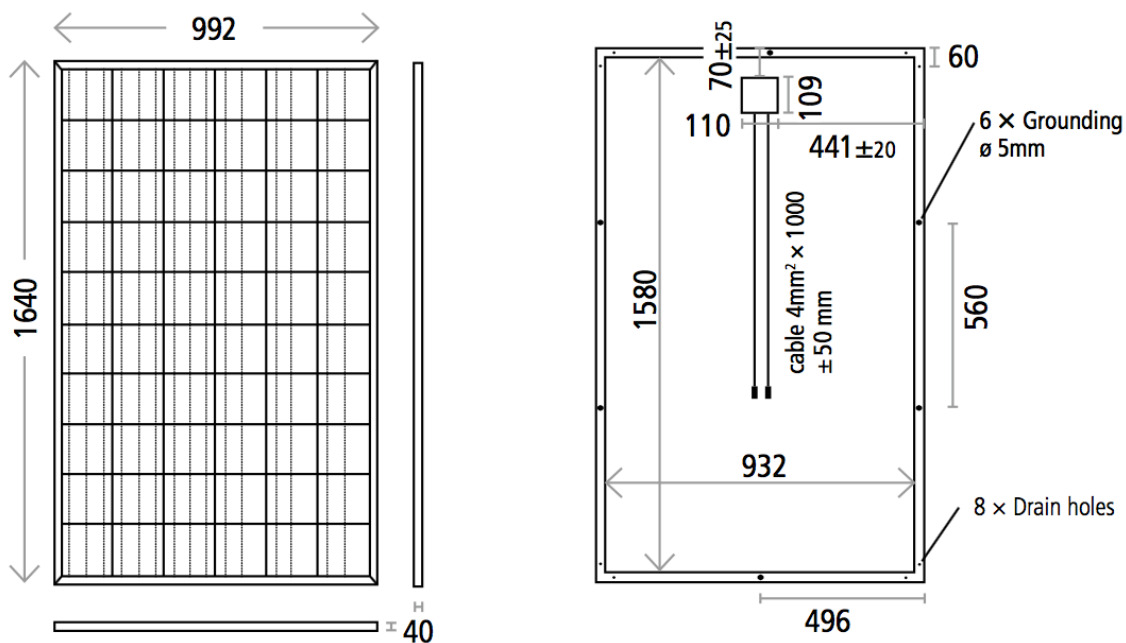


Figura 6: Datos mecánicos del módulo solar

En la figura se representan las curvas características corriente y potencia en función de la tensión con una temperatura ambiente de 25°C.

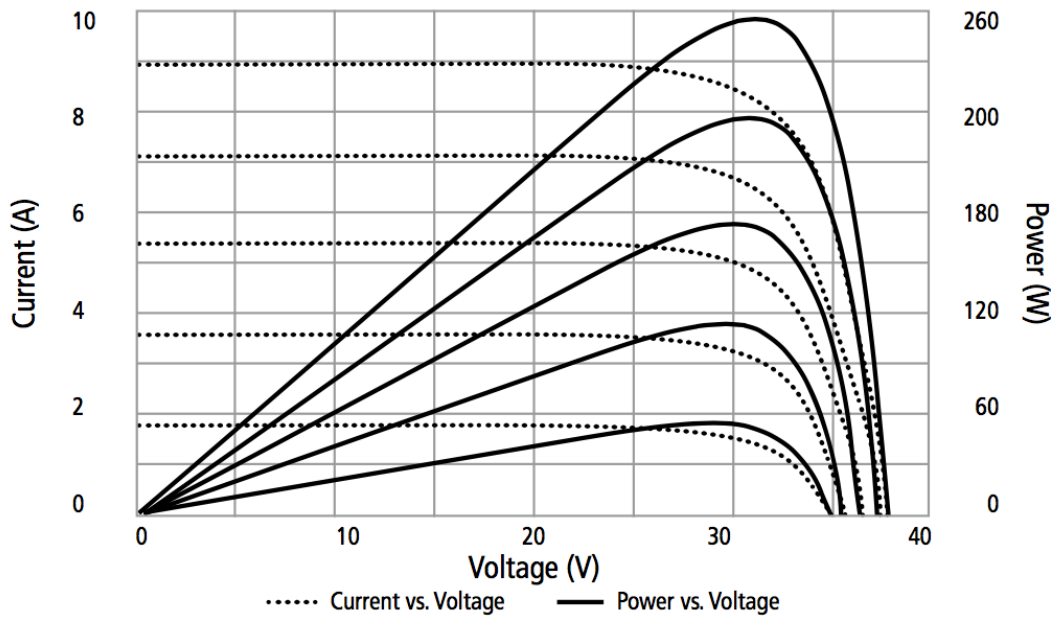


Figura 7: Curvas características corriente y potencia en función de la tensión con $T=25^{\circ}\text{C}$

3.2. Estructura soporte

Los módulos fotovoltaicos escogidos anteriormente se colocarán sobre la estructura soporte, esta permite el anclaje y la sujeción de los módulos proporcionando la orientación y el ángulo de inclinación idóneo para el mejor aprovechamiento de la radiación, debe cumplir las especificaciones de diseño de la instalación como la orientación y el ángulo de inclinación, cumplir además las pautas descritas en el Pliego de Condiciones Técnicas del Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDEA).

La estructura asegura la rigidez haciendo a los módulos y paneles resistentes a la acción ejercida por los elementos atmosféricos, debe resistir las sobrecargas de nieve y lluvia las cuales afectan al emplazamiento y forma del soporte de sustentación, resistir determinados ambientes y heladas los cuales afectan al tipo de materiales empelados en la construcción de la estructura. Debe permitir además las dilataciones térmicas provocadas por aumentos de temperatura, en las diferentes estaciones del año, en los materiales sin producir cargas que afecten a los módulos.

La estructura soporte deberá estar homologada para los paneles utilizados en esta instalación siguiendo las especificaciones del fabricante, las partes que forman la sujeción de la estructura no deberá producir sombras sobre otros módulos. La tornillería utilizada tanto para la sujeción de los módulos fotovoltaicos como para la sujeción de la estructura al suelo deberá ser de acero inoxidable.

Hay que tener en cuenta la orientación de la estructura, dependiendo de donde se encuentre nuestra instalación deberemos orientarla hacia un sitio u otro, si nuestra emplazamiento se encuentra en el hemisferio norte han de estar orientados al sur, sin embargo si se encuentra en el hemisferio sur la orientación debe ser hacia el norte,

todo esto es debido a que esa sería la posición ideal donde aprovechemos de forma total la radiación emitida por el sol a lo largo del día.

En la actualidad existen numerosos tipos y modelos de estructuras soporte para módulos solares. Están ya diseñadas por los propios fabricantes facilitando así su diseño, elección y montaje, aunque puede darse el caso de que se necesite algún modelo en especial porque así lo exija la disposición constructiva, de tal manera que no se podría elegir uno estandarizado.

Ya sea normalizado o no, deben tenerse en cuenta y cumplir todos los aspectos relativos a dilataciones térmica, resistencia de materiales, estanqueidad y transferencias de cargas además de cumplir toda la normativa vigente.

Las estructuras soporte se dividen principalmente en dos tipos según su movilidad.

- Estructuras fijas: tienen una inclinación y orientación fija calculada durante el diseño de la instalación, dentro de sus características principales encontramos que poseen una alta resistencia a los efectos climatológicos, con especial atención en zonas de nieve pues se pueden quedar inmersas, pueden ser instaladas en cualquier terreno, su precio en el transporte es reducido debido a que ocupan menos espacio, y que por su facilidad en el transporte y su bajo peso su ensamblaje se realiza con rapidez.
- Estructuras móviles: donde los paneles pueden orientarse en torno a la posición del sol, pueden ser seguidores solares de 1 eje o de 2 ejes y son las más utilizadas en huertos solares. En estas estructuras móviles la orientación del generador fotovoltaico es variable, pues se sigue la trayectoria del sol mediante los seguidores solares, de tal modo que se maximiza la energía solar incidente, pues la radiación solar directa intenta ser en todo momento lo más perpendicular posible a la superficie de los paneles, pudiendo obtenerse así la máxima producción eléctrica posible, se puede llegar a aumentar la producción en comparación con un soporte fijo en un 35 %.

➤ Elección del soporte

El soporte elegido será de la marca MecaSolar, esta empresa posee una alta tecnología en seguidores solares y en estructuras fotovoltaicas en cubiertas para todo tipo de módulos, para todo tipo de cubiertas planas o inclinadas y sobre todo tipo de superficies y orientaciones.

El modelo escogido será el MS-ROOF 5V INC-ST-EO cuya orientación de las correas es este - oeste, se anclará a la estructura y la disposición de los módulos será vertical con un total de 5 módulos por estructura.

Esta estructura es de fácil montaje, elevada duración y alta resistencia a las inclemencias del tiempo. Los perfiles son perfiles extrusionados de aleación de aluminio AW – 6063 y estado T5 con protección superficial mediante anodizado. Los tornillos

son de acero inoxidable calidad A2, garantizando que no existirá par galvánico entre el acero y el aluminio, evitando que la estructura y el módulo sufran cualquier tipo de alteración que pueda afectar a su resistencia durante toda la vida de la instalación. Las estructuras estarán formadas por carriles con perfiles garra macho donde se fijarán los módulos con perfiles garra hembra a la estructura soporte.

En la figura se representan sus características mecánicas y algunas técnicas.

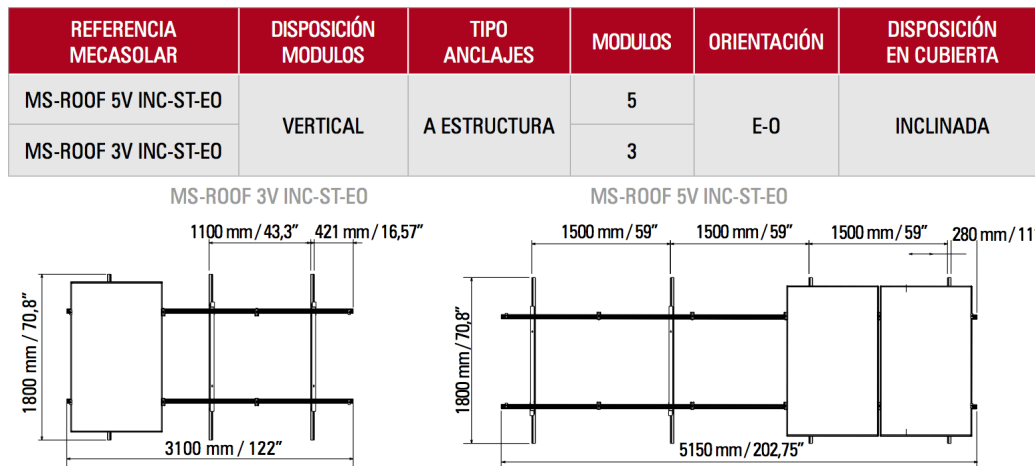


Figura 8: Características mecánicas y algunas técnicas de la estructura soporte

3.3. Inversor

La potencia eléctrica que generan los paneles solares fotovoltaicos es continua con unos valores de tensión y corriente continua que dependen de los paneles. Es necesario tratar la energía eléctrica con la finalidad de que cumpla las características establecidas para inyectarla a la red, como que debe ser senoidal, con una frecuencia de 50 Hz y unos valores de tensión predeterminados para no crear perturbaciones a la red de suministro.

La función principal del inversor es convertir la corriente continua procedente de los paneles fotovoltaicos en corriente alterna.

Deberán cumplir lo establecido en el Real Decreto sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de distribución en lo que se refiere principalmente a la forma de conexión, los rangos de tensión y frecuencia admitidos, el factor de potencia y los dispositivos y elementos de seguridad con que se debe contar la instalación en general.

Los inversores en la actualidad incluyen software que permiten obtener y registrar parámetros fundamentales como puede ser la tensión, la intensidad, la potencia, la frecuencia..., así como parámetros que también son de gran importancia como las temperaturas de trabajo y ambientales, la radiación y que permiten tener una eficiencia óptima. Además facilitará las labores de mantenimiento preventivo, correctivo y predictivo de cada generador.

Las especificaciones técnicas de los inversores nos proporcionan información a tener en cuenta para el diseño e instalación de los generadores fotovoltaicos, dependiendo de la configuración que se seleccione y de las características de los módulos se determina el número, la potencia y la tensión de funcionamiento de los inversores.

➤ **Inversor escogido**

El inversor escogido es el modelo Xantrex™ GT100 E de conexión a red de la marca Schneider Electric.



Figura 9: Modelo del inversor

DATOS ELÉCTRICOS	Valor	Unidad de medida
Potencia nominal	100	kW
Rango de tensión MPP	300/650	V
Corriente CC máxima de entrada	347	A
Frecuencia nominal	50/60	Hz
Eficiencia máxima	96,6	%
Tensión nominal CA	400	V
Máxima corriente CA	164	A
Máximo voltaje circuito abierto	650	V
Coseno máximo	>0,99	
Temperatura de funcionamiento	-10/45	°

Tabla 3: Datos eléctricos del inversor

Se ha escogido el modelo Xantrex™ GT100 E debido a su gran calidad características y normativas y seguridad que cumple.

Es un inversor trifásico diseñado para ser fácil de instalar y operar, este automáticamente controla el arranque y la pasada, se puede definir la curva de potencia en función de los paneles así como personalizar las secuencias de arranque y

parada, se pueden conectar múltiples inversores en paralelo para instalaciones de más de 100 kW de potencia. Además lleva incorporado un avanzado sistema de seguimiento de la potencia máxima para maximizar la energía obtenida, se usa también una tecnología de conmutación mediante transistores bipolares de puerta aislada para minimizar las pérdidas durante el proceso de inversión.

Una de las cosas más importantes que incluye es que tiene protecciones incorporadas, incluyendo fallos de sobre tensión, fallos de infra tensión, además de protección de infra y sobre frecuencia, posee protección anti isla que previene la generación de energía en caso de corte de energía, por último posee desconectores y un pulsador multifuncional.

La empresa da una garantía estándar que cubre material, mano de obra y desplazamientos.

En la siguiente tabla se muestran las características físicas del inversor:

DATOS MECÁNICOS	Valor
Altura	190,5 cm
Ancho	120,5 cm
Profundidad	60,60 cm
Peso	870 kg

Tabla 4: Datos mecánicos del inversor

3.4. Protecciones

Además de las protecciones que están integradas en el inversor, hay que instalar protecciones adicionales con la finalidad de proteger tanto la seguridad de las personas responsables de su funcionamiento y mantenimiento como la seguridad de la instalación. Debe incorporarse en la instalación las siguientes protecciones:

- Interruptor general manual magnetotérmico, con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión, que proporcione el aislamiento requerido. Éste será accesible a la empresa distribuidora en todo momento, con el objeto de poder realizar la desconexión manual.
- Interruptor automático diferencial, cuyo objetivo es proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento a tierra.
- Interruptor automático de la interconexión, para la desconexión y conexión automática de la instalación en caso de anomalía de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento.
- Protecciones de la conexión máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz

respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85 V respectivamente) entre fases.

- Separación galvánica entre la red de distribución y la instalación fotovoltaica. El inversor debe cumplir los niveles de emisión e inmunidad frente a armónicos y compatibilidad electromagnética.

El rearme del sistema de conmutación, es decir, la conexión con la red de baja tensión de la instalación fotovoltaica, será automático una vez restablecida la tensión de red por la empresa distribuidora.

Podrán instalarse en el inversor las funciones de protección de máxima y mínima tensión y de máxima y mínima frecuencia siendo en tal caso las maniobras automáticas de desconexión-conexión realizadas por el inversor. En este caso sólo siempre que se cumplan las siguientes condiciones se precisará disponer adicionalmente sólo de las protecciones de interruptor general manual y de interruptor diferencial automático.

- Las funciones serán realizadas mediante un contacto cuyo rearme será automático, una vez se restablezca las condiciones normales de suministro de la red.
- El contactor dirigido por el inversor, podrá ser activado manualmente.
- El estado del contactor ("on/off"), deberá señalizarse con claridad en el frontal del equipo, en un lugar destacado.
- En caso de que no se utilicen las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia y de máxima y mínima tensión, el fabricante del inversor deberá certificar:
 - Los valores de tara de tensión.
 - Los valores de tara de frecuencia.
 - El tipo y características de equipo utilizado internamente para la detección de fallos (modelo, marca, calibración, etc.).
 - Que el inversor haya superado las pruebas correspondientes en cuanto a los límites establecidos de tensión y frecuencia.

La instalación además de estar equipada con las protecciones anteriores, se necesitarán dos grupos diferenciados de protecciones para potencia continua y para potencia alterna:

- Protecciones de continua: Se instalarán en la fase de potencia continua de la instalación fotovoltaica, es decir, desde los paneles solares hasta la entrada del inversor.

- Protecciones de alterna: Se instalarán en la parte de la instalación donde existe potencia alterna, es decir, desde el inversor hasta el punto de conexión de la red de suministro.

3.5. Puesta a tierra

Sus objetivos principales son asegurar el funcionamiento de las protecciones y limitar la tensión respecto a tierra que puede aparecer en las masas metálicas por un defecto de aislante.

Consiste en una unión metálica directa entre determinados elementos de una instalación y un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo. En esta conexión se consigue que no existan diferencias de potencial peligrosas en el conjunto de instalaciones, edificio y superficie próxima al terreno.

La puesta a tierra permite el paso a tierra de los corrientes de falta o de descargas de origen atmosférico.

Para la conexión de los dispositivos del circuito de puesta a tierra es necesario disponer de bornes o elementos de conexión que garanticen una unión perfecta, teniendo en cuenta que los esfuerzos dinámicos y térmicos en caso de cortocircuitos son muy elevados. Se prohíben el uso de soldaduras de bajo punto de fusión.

Cuando el aislamiento galvánico entre la red de distribución de baja tensión y el generador fotovoltaico no se realice mediante un transformador de aislamiento, se explicarán en la Memoria de Diseño los elementos utilizados para garantizar esta condición.

Toda la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectadas a una única tierra, esta será independiente de la del neutro de la empresa, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

3.6. Contador

En la instalación será necesario un contador principal que mida la energía producida y enviada a la red.

El elemento de medida está instalado a la salida de la instalación fotovoltaica, lo más cerca posible de la acometida, se encuentra debidamente identificado y no está dotado de fusibles.

4. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS A CUMPLIR DE LOS ELEMENTOS PRINCIPALES

4.1 Módulos fotovoltaicos

Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio policristalino, lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente.

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

Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas en la memoria, siendo del mismo modelo y totalmente compatibles entre ellos en el montaje y conexión.

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 serán de aluminio anodizado, color plata.

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

Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante. Se valorará positivamente una alta eficiencia de las células. La estructura del generador se conectará a tierra.

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

Todos los módulos fotovoltaicos vendrán con sus curvas características de tensión-intensidad y de potencia a 25°C de temperatura de célula y una radiación de 1000 W/m².

4.2 Inversor

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

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento de 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.

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

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

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

Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

- El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiación solar un 10 % superior a las condiciones estándar de medida (CEM). Además soportará picos de magnitud un 30 % superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.
- Los valores de eficiencia al 25 % y 100 % de la potencia de salida nominal deberán ser superiores al 85 % y 88 % respectivamente (valores medidos incluyendo el transformador de salida).
- 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 cumpliendo con la legislación vigente. Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.

4.3. Estructura soporte

La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el CTE. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado por el código técnico de la edificación (CTE) y demás normas aplicables.

El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante. Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.

El diseño de la estructura se realizará teniendo en cuenta la facilidad de montaje, de desmontaje y la posible necesidad de sustituciones de elementos. La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales.

La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.

La tornillería será realizada en acero inoxidable, cumpliendo la norma MV-106. En el caso de ser la estructura galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

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

Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.

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

4.4. Protecciones

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia (artículo 14). En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (50,5 y 48 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,15 Un y 0,85 Un respectivamente) serán para cada fase.

Estas protecciones pueden actuar sobre el interruptor general o sobre el interruptor o interruptores del equipo o equipos generadores.

Las protecciones deberán ser precintadas por la empresa distribuidora, tras las verificaciones necesarias sobre el sistema de conmutación y sobre la integración en el equipo generador de las funciones de protección.

En caso en el que el equipo generador o el inversor incorporen las protecciones anteriormente descritas, éstas deberán cumplir la legislación vigente, en particular, el Reglamento electrotécnico de baja tensión, aprobado por Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación, aprobado por Real Decreto 3275/1982, de 12 de noviembre, y el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión, aprobado por Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, para instalaciones que trabajan en paralelo con la red de distribución. En este caso no será necesaria la duplicación de las protecciones.

5. MANTENIMIENTO

Se deberá realizar un plan de mantenimiento adecuado en la instalación solar fotovoltaica con la finalidad de asegurar el correcto funcionamiento, la óptima explotación, aumentar la eficiencia y la duración de la instalación.

Si al poner en servicio una línea se disparase el interruptor automático o hubiera fusión de cartuchos fusibles, antes de volver a conectar se reconocerá detenidamente la línea e instalaciones y, si se observase alguna irregularidad, se dará cuenta de modo inmediato a la empresa suministradora de energía.

Se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo en el que se incluirá todos los elementos de la instalación con las labores de mantenimiento preventivo aconsejados por los diferentes fabricantes de cada elemento.

- **Mantenimiento preventivo:** consiste en la inspección visual de la instalación solar fotovoltaica verificando que los distintos equipos y dispositivos funcionen correctamente. Siguiendo con lo establecido en el Pliego de condiciones técnicas del IDEA, como la potencia instalada es superior a 5 kWp deberá realizarse una inspección cada 6 meses, comprobando las protecciones eléctricas, los módulos solares, las conexiones, el inversor y los aislamientos de los conductores.
- **Mantenimiento correctivo:** aquí entran todas las operaciones de sustitución que son necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil.

Éste mantenimiento lo realizará personal técnico cualificado realizando un informe técnico de cada una de las visitas al sistema solar fotovoltaico en el que se reflejarán las condiciones y el estado de las instalaciones así como las incidencias ocurridas. Cada elemento consta de un mantenimiento específico el cual se detalla a continuación:

5.1. Módulo fotovoltaico

Los módulos están diseñados para una larga vida útil y apenas requieren mantenimiento, por su propia configuración, sin partes móviles y con el circuito interior de las células y las soldaduras de conexión bien protegidas del ambiente exterior por capas de material protector.

Al ser el ángulo del módulo fotovoltaico de 30 grados, las precipitaciones normales son suficientes para mantener limpia la superficie de vidrio del módulo en la mayoría de las condiciones climáticas. Si la acumulación de suciedad se vuelve excesiva, limpiar la superficie de vidrio únicamente con un trapo suave utilizando agua. Si fuera necesario limpiar la parte trasera del módulo, se realizará con sumo cuidado para no dañar los materiales de dicha parte.

Para garantizar el perfecto funcionamiento del sistema, comprobar la conexión del cableado y el estado de las envolturas de los cables regularmente. En los módulos FV con revestimiento anti-reflectante de vidrio como en el caso de ésta instalación no tocar el vidrio, pues las huellas dactilares o manchas dejarán fácilmente marcas en él.

5.2. Inversor

El mantenimiento del inversor no requiere de un alto nivel, ya que posee de indicadores de manera remota o en el propio frontal que nos indican el estado. Son poco frecuentes las averías en estos equipos por su simplicidad, es por ello que su mantenimiento es menor y es suficiente con hacer una comprobación visual del conexionado y cableado de los componentes y además evitar la acumulación de polvo o suciedad que pueda obstruir los conductos de ventilación.

5.3. Estructura soporte

La estructura soporte tiene un fácil y reducido mantenimiento, revisando las partes mecánicas realizando el correcto mantenimiento preventivo y correctivo.

6. ANALISIS AMBIENTAL

Se analiza a continuación el impacto medioambiental que tienen las instalaciones solares fotovoltaicas.

Realizando un análisis de los diferentes factores como el ruido, destrucción de ecosistema, emisiones o residuos, se llega a la conclusión de que tienen un impacto nulo, dándose estos factores exclusivamente en la fabricación pero no en la utilización de estas instalaciones.

En los procesos industriales de la fabricación de los diferentes elementos que componen la instalación, se utilizan componentes y procesos de fabricación en los que se generan emisiones gaseosas a la atmósfera y vertidos que tienen un impacto sobre el medioambiente. Estos están regulados por ley, impidiendo que las empresas fabricantes puedan verterlo y provocar un efecto nocivo para el medio ambiente. Las empresas almacenan estos residuos mediante sistemas de almacenaje hasta la retirada de los mismos, todo esto realizado por empresas especializadas en la gestión de residuos.

Esto implica un aumento del coste en la fabricación debido al reciclaje, y un coste asociado al proceso de diseño que ha de tener en cuenta los posibles residuos.

En cuanto al proceso de funcionamiento, se puede verificar que es una energía limpia, no ruidosa, ya que la generación fotovoltaica es un proceso totalmente silencioso, y la conversión producida por el inversor al trabajar en muy altas frecuencias, no son audibles para los humanos.

No emite emisiones de CO₂ ya que no requiere de ningún tipo de combustión para la generación de energía, solo utiliza como fuente de energía el Sol.

Por último debido a que los elementos de los que se compone el sistema no necesitan verter ningún residuo, ya que su funcionamiento es puramente eléctrico y su refrigeración se realiza por convección natural hacen a las instalaciones solares fotovoltaicas, sistemas limpios y renovables.

7. DIMENSIONADO

7.1. Orientación de los paneles

Resulta de gran importancia a la hora de diseñar una instalación solar decidir la orientación de los paneles, ya que el objetivo principal es que los paneles sean capaces de captar la mayor cantidad de radiación solar posible.

La orientación se define por el ángulo llamado azimut α , que es el ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. Los valores son 0° para módulos orientados al sur, -90° orientados al este y 90° orientados al oeste.

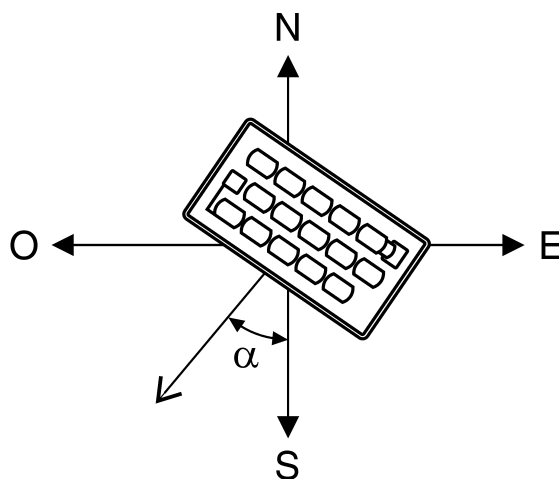


Figura 10: Representación ángulo azimut α

Como hemos dicho anteriormente la nave industrial se encuentra situada en el hemisferio norte, por tanto diseñaremos los paneles orientados al sur geográfico, donde $\alpha = 0^\circ$, por lo que no habrá pérdidas de producción asociadas a esta característica ya que es la orientación óptima.

7.2. Inclinación de los paneles

La inclinación de los módulos solares diseñada es fija y la óptima para la captación de la mayor cantidad de radiación solar.

La inclinación de los módulos solares se define mediante el ángulo de inclinación β , que es el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. Su valor va desde 0° para módulos horizontales hasta 90° para módulos verticales.

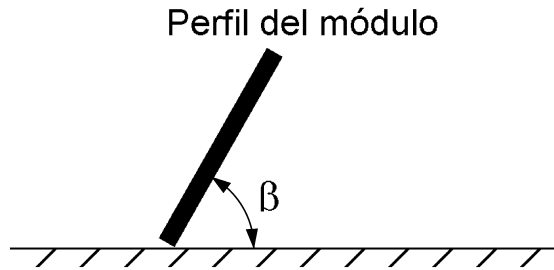


Figura 11: Representación ángulo de inclinación β

Mediante la siguiente fórmula válida en España y que depende de la latitud obtenemos el valor de la inclinación óptima.

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 \times |\phi|$$

Para la latitud de nuestra nave industrial 38.086072 obtenemos el ángulo de inclinación $\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 \times 38,086072 = 29,97^\circ = 30^\circ$

7.3. Distancia de separación entre filas de módulos

Cuando se hagan varias alineaciones de módulos solares como es nuestro caso existirá una distancia mínima de separación entre las distintas filas de módulos solares que componen el generador, para que no se produzcan sombras de unos módulos sobre otros.

El método para obtener esta distancia es sencillo y gráfico.

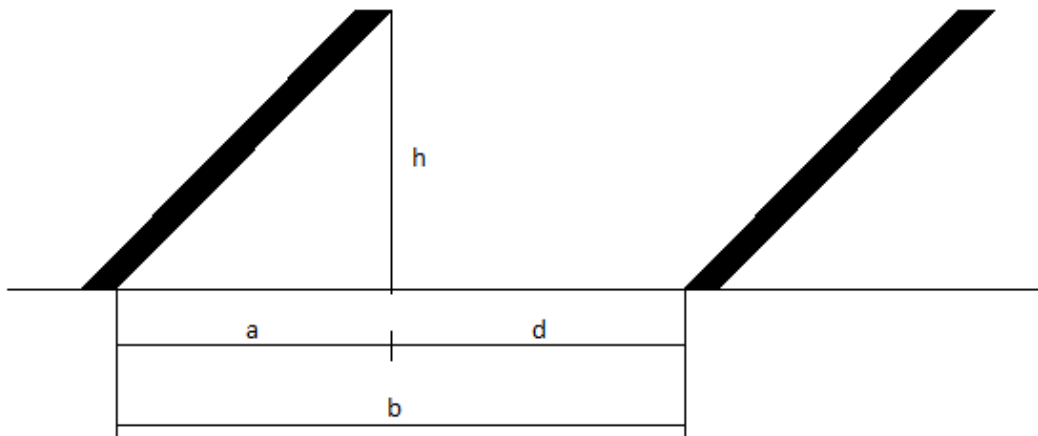


Figura 12: Esquema de distancias mínimas

La distancia “d” medida sobre la horizontal, es la distancia entre una fila de módulos solares y un obstáculo de altura “h” que pueda producir sombras sobre la instalación, en nuestro caso es otra fila de módulos solares y deberá garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno.

La distancia “d” será superior al valor obtenido de la siguiente expresión:

$$d = h / k$$

Siendo $k = (61^\circ - \text{latitud})$

Por lo tanto: $d = h / \tan (61^\circ - \text{latitud})$

Sabiendo que la longitud del panel es de 1,640 m y forma un ángulo con la horizontal de 30° , la altura “h” de los paneles será:

$$h = \text{sen } 30^\circ \times 1,640 \text{ m} = 0,82 \text{ m}$$

Ahora conociendo la altura y la latitud obtenemos la distancia “d” entre filas de módulos.

$$d = 0,82 / \tan (61 - 38,086072) = 1,94$$

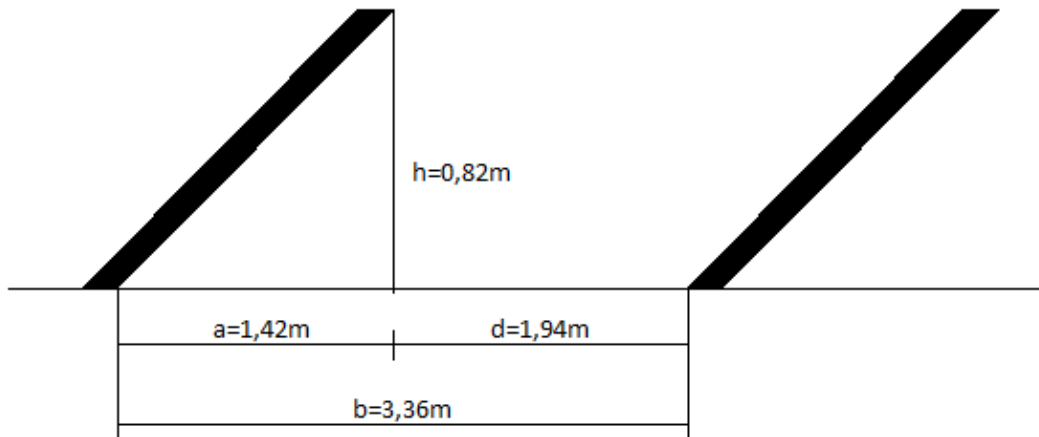


Figura 13: Dimensiones entre paneles

Por tanto la distancia entre los extremos inferiores de dos paneles consecutivos resultará de la suma de la distancia d y la proyección de la longitud del panel sobre el suelo.

$$b = a + d = \cos 30^\circ \times 1,640 \text{ m} + 1,94 = 3,36 \text{ m}$$

7.4. Rendimiento energético de la instalación (PR) o Performance Ratio

El PR se define como la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo para el período de diseño.

Este es un factor que considera las pérdidas en la eficiencia energética debidas a tantos factores como en el diseño se puedan cuantificar, con el fin de establecer un valor de eficiencia de la instalación lo más aproximado a las condiciones reales posible.

A continuación se exponen porcentualmente las pérdidas y las causas que vamos a tener en cuenta.

Factor de Pérdidas	Valor
Dispersión de parámetros entre los módulos que componen el generador	2-4%
Tolerancia de potencia de los módulos respecto a sus características nominales	3%
Temperatura de funcionamiento de los módulos	5-8%
Conversión DC / AC realizada por el inversor	8-12%
Efecto Joule en los cables	2-3%
Conversión BT / MT realizada por el transformador	2-3%
Disponibilidad del sistema	0,5-1%

Tabla 5: Causas de las pérdidas y sus valores

El Performance Ratio tiene unos mínimos de 0,4 y máximos de 0,85

Se realiza el dimensionamiento para un rendimiento energético de la instalación observando los valores de los distintos factores de pérdidas de $PR = 0,8$

7.5. Pérdidas por sombras

Con la finalidad de cuantificar las pérdidas por sombras obtendremos el factor de sombras FS, que se define como la relación entre el área del generador afectada por sombras y el área total, del tal manera que $FS = 0$ implica una ausencia de sombras y $FS = 1$ implica el sombreado total del generador.

Existen dos tipos de sombras producidas, por objetos externos que son las sombras lejanas y las sombras mutuas.

- Sombras lejanas:

El cálculo de las sombras producidas por objetos lejanos puede abordarse mediante la descripción de los objetos, a partir de sus dimensiones y sus posiciones acimutales y de elevación en el espacio, pudiendo saber así en todo momento la sombra arrojada en la instalación. En nuestro caso dado que nuestra instalación se encuentra situada en sobre la cubierta de una nave industrial y las naves cercanas a esta no son mas altas suponemos que no se producen pérdidas asociadas a este tipo.

- Sombras mutuas:

Se producen cuando los propios módulos se somborean entre ellos. El cálculo se realiza teniendo en cuenta el punto más bajo y medio del panel del que se requiere estudiar su sombreado, ya que es el punto con mayor número de horas de sombra.

Se deben conocer los puntos mas representativos para poder obtener el perfil de obstáculos y posteriormente representarlos en el diagrama de trayectorias del sol.

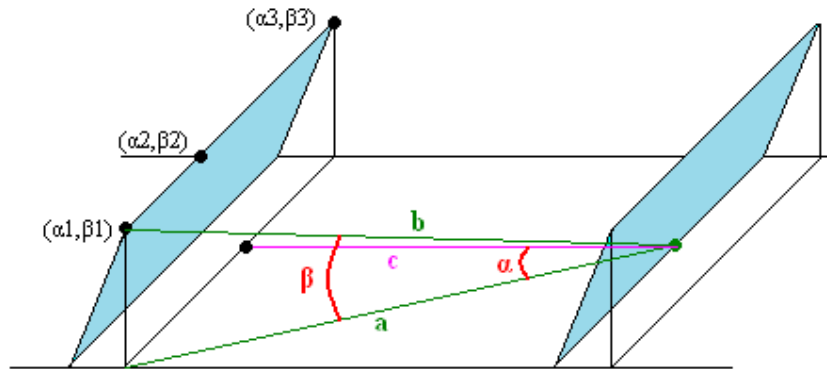


Figura 14: Puntos representativos del sombreado.

Hemos calculado en apartados anteriores la altura del punto (α, β) al tejado, $h = 0,82$, la separación entre paneles de $3,36$ m y la recta $c = 1,94$ m que es la recta entre la distancia entre paneles y la proyección sobre la horizontal de la superficie del panel.

Obtendremos a continuación los puntos que se representarán en el diagrama de trayectorias del sol con sus valores de azimut e inclinación, (α_1, β_1) , (α_2, β_2) , (α_3, β_3) .

Primero se obtendrá la distancia entre la proyección del punto (α_1, β_1) al suelo y el punto medio del panel del que se realiza el estudio de sombras mediante Pitágoras.

$$A = \sqrt{0,82^2 * 1,94^2} = 2,1 \text{ m}$$

Ahora obtenemos la distancia del punto medio del panel del que se realiza el estudio al punto (α_1, β_1) que sacamos teniendo en cuenta el valor de ese punto al terreno y el valor de a.

$$B = \sqrt{0,82^2 * 2,1^2} = 2,25 \text{ m}$$

Una vez tenemos a, b y c podemos obtener los valores de azimut e inclinación correspondientes.

$$\beta_1 = \arccos \frac{a}{b} = \arccos \frac{2,1}{2,25} = 21,03^\circ$$

$$\alpha_1 = \arccos \frac{c}{a} = \arccos \frac{1,94}{2,1} = 22,51^\circ$$

Se calculan ahora los valores de azimut e inclinación de los puntos restantes.

Para (α_2, β_2)	Para (α_3, β_3)
$a = 1,94 \text{ m}$	$a = 2,1 \text{ m}$
$b = 2,1 \text{ m}$	$c = 1,94 \text{ m}$
$\beta_1 = 22,51^\circ$	$\beta_1 = 21,03^\circ$
$\alpha_1 = 0$	$\alpha_1 = 22,51^\circ$

El perfil de obstáculos interpretado sobre el diagrama de trayectorias del sol sería el siguiente:

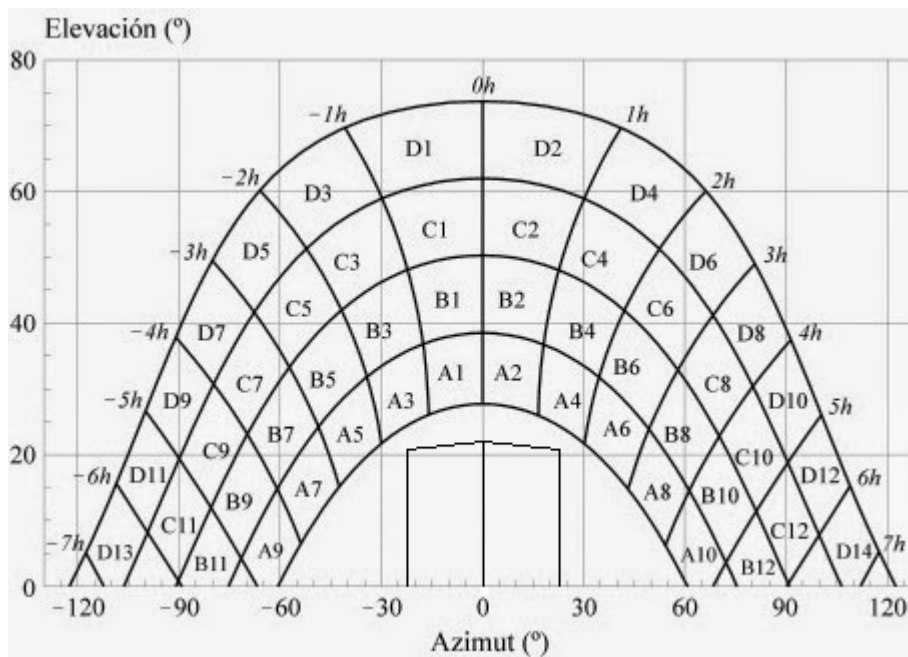


Figura 15: Perfil de obstáculos interpretado sobre el diagrama de trayectorias del sol

Se observa que el perfil no se sitúa sobre ninguna de las porciones de los cuadros representados en el gráfico, por tanto las pérdidas por sombras para este diseño durante todo el año es del 0 %.

Por tanto al no haber sombras el factor de sombras $FS = 0$ por su definición de relación entre el área del generador afectada por sombras y el área total, pero para no anular los cálculos se tomara 1.

7.6. Cálculo de la irradiación incidente efectiva

Para poder calcular la energía producida por el sistema fotovoltaico es necesario poseer la información sobre la radiación incidente en el plano de su generador. Los datos de radiación disponibles en bases de datos proceden de medias realizadas por estaciones terrestres o estimadas a partir de imágenes de satélite.

Las estaciones terrestres son estaciones agroclimáticas de uso principal para el sector agrícola y dedicadas a la medidas de distintas variables meteorológicas y climáticas. Capaces de medir la radiación solar esta información se puede consultar en las páginas de estas estaciones. Es posible que tenga que ser necesario interpolar entre valores de distintas estaciones, pues la cobertura espacial que ofrecen las redes de estaciones terrestres es muy limitada.

Los datos obtenidos a partir de imágenes de satélite son procedentes de satélites geoestacionarios meteorológicos, pudiendo interpretar las imágenes para obtener la radiación incidente en la superficie terrestre, pero se debe tener en cuenta que estos valores que se obtienen son una medida indirecta a través de un algoritmo de análisis por lo que poseerá un error asociado. Al poseer una gran cobertura espacial y fácil disponibilidad su uso se ha visto incrementado en los últimos años, pudiendo encontrar estos datos fácilmente en sus bases de datos en internet.

Para realizar la elección de la base de datos debe tenerse en cuenta que hay que escoger la medida más cercana al lugar de la instalación.

Una vez obtenidos los datos sobre irradiación anual media en el plano horizontal $G_a(0)$ con la formula siguiente se obtiene la irradiación anual media en el plano del generador $G_a(\beta_{opt})$.

$$G_a(0) / G_a(\beta_{opt}) = 1 - 4,46 \cdot 10^{-4} \cdot \beta_{opt} - 1,19 \cdot 10^{-4} \cdot \beta_{opt}^2$$

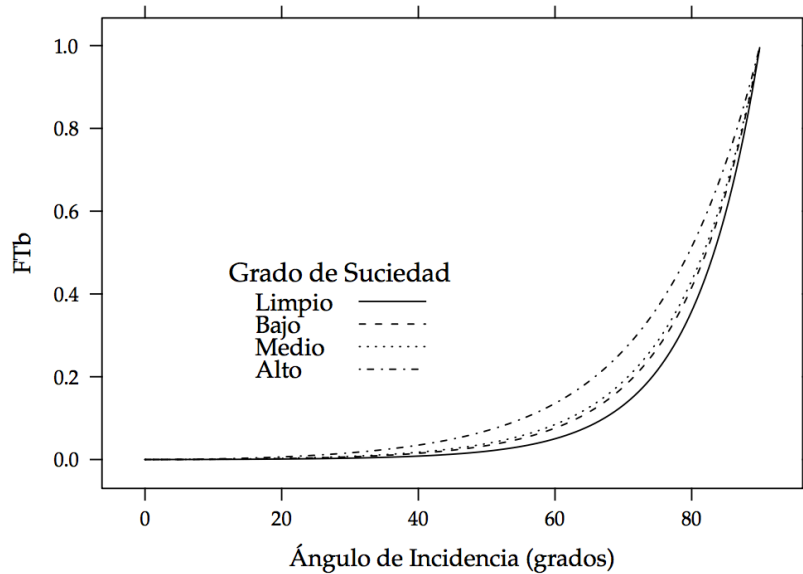
La irradiación que se utiliza para obtener la energía producida por un sistema fotovoltaico deberá ser la irradiación incidente efectiva, “incidente” nos indica que es el resultado de tener en cuenta la inclinación y la orientación del generador, “efectiva” nos indica que se han considerado las pérdidas por suciedad, transmitancia del vidrio del módulo y reflexión por incidencia no perpendicular, siendo estos fenómenos los causantes de reducir la irradiación que es aprovechable por el módulo, se explican estos fenómenos a continuación.

Debido a que el sistema fotovoltaico diseñado no posee un sistema de seguimiento sino que tiene un sistema fijo de inclinación óptima la radiación incidente queda frecuentemente desviada de la normal a la superficie del módulo en la que incide. Esta desviación es la causa de las pérdidas por reflexión llamadas también pérdidas angulares.

La suciedad acumulada en la superficie del módulo altera sus propiedades angulares y reduce la transmitancia del vidrio.

A continuación se puede observar una gráfica donde se muestran las pérdidas angulares de un módulo fotovoltaico para diferentes grados de suciedad en función del ángulo de incidencia, en él se comprueba que las pérdidas angulares sólo son

apreciables a partir de desviaciones superiores a 60°, acentuándose cada vez más para suciedades mayores.



Gráfica 8: Pérdidas angulares de un módulo fotovoltaico para diferentes grados de suciedad en función del ángulo de incidencia

En la siguiente tabla se observa los valores asociados a los distintos grados de suciedad y que el grado de suciedad depende de la relación entre la transmitancia del vidrio sucio y el limpio.

Grado de Suciedad	T _{sucio} (0)/T _{limpio} (0)	a _r	C ₂
Limpio	1	0.17	-0.069
Bajo	0.98	0.2	-0.054
Medio	0.97	0.21	-0.049
Alto	0.92	0.27	-0.023

Tabla 6: Valores asociados a los distintos grados de suciedad

Obtendremos la irradiación efectiva anual incidente en el plano del generador $G_{ef,a}(\beta, \alpha)$ mediante la siguiente expresión:

$$G_{ef,a}(\beta, \alpha) / G_a(\beta_{opt}) = g_1 \cdot (\beta - \beta_{opt})^2 + g_2 \cdot (\beta - \beta_{opt}) + g_3$$

$$g_i = g_{i1}|\alpha|^2 + g_{i2}|\alpha| + g_{i3}$$

Los ángulos β_{opt} , β y α están en grados y los coeficientes para resolver las ecuaciones se escogerán de la tabla a continuación que corresponden a un módulo con suciedad media $T_{sucio}(0) / T_{limpio}(0) = 0,97$

	i = 1	i = 2	i = 3
g_{1i}	$8 \cdot 10^{-9}$	$3,8 \cdot 10^{-7}$	$-1,218 \cdot 10^{-4}$
g_{2i}	$-4,27 \cdot 10^{-7}$	$8,2 \cdot 10^{-6}$	$2,892 \cdot 10^{-4}$
g_{3i}	$-2,5 \cdot 10^{-5}$	$-1,034 \cdot 10^{-4}$	0,9314

Tabla 7: Constantes correspondientes a módulo de suciedad media

Para obtener la radiación en el plano horizontal kWh/m² por año se ha buscado en las bases de datos de estaciones terrestres, estimadas a partir de imágenes de satélite buscando en sus páginas web y en programas que ya poseen una base de datos proveniente de algunas de estas fuentes.

A continuación se exponen los datos obtenidos de cada una de ellas y se compararán entre ellas.

- Datos del Sistema de Información Agroclimática para el Regadío (SIAR)

Este organismo es dependiente del Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente y posee una estación agroclimática en el termino municipal de Molina de Segura.

Radiación anual media en el plano horizontal $G_a(0) = 1848,35 \text{ kWh/m}^2$

- Datos del Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)

PVGIS ha sido desarrollado por el Servicio Científico Interno de la Comisión Europea, el Centro Común de Investigación. Contiene información detallada sobre la energía solar fotovoltaica en la Unión Europea. Los siguientes datos son obtenidos por imágenes en satélite.

Radiación anual media en el plano horizontal $G_a(0) = 1949,1 \text{ kWh/m}^2$

- Datos procedentes del programa RETScreen

RETScreen es un sistema software de gestión de energías limpias para el análisis de viabilidad de proyectos de eficiencia energética, energías renovables y cogeneración, así como para el análisis del rendimiento energético operativo.

Radiación anual media en el plano horizontal $G_a(0) = 1748,35 \text{ kWh/m}^2$

Una vez que hemos obtenido los datos de la Radiación anual media en el plano horizontal $G_a(0)$ realizamos ahora los cálculos descritos anteriormente suponiendo una suciedad media para obtener la irradiación incidente efectiva $G_{efa}(\beta, \alpha)$ en

kWh/m² por año.

En la tabla a continuación podemos comparar los resultados obtenidos.

Procedencia de datos	$G_a(0)$ kWh/m ²	$G_a(\beta_{opt})$ kWh/m ²	$G_{ef\alpha}(\beta, \alpha)$ kWh/m ²
(SIAR)	1848,35	2101,54	1916,60
(PVGIS)	1949,10	2216,09	2021,07
RETScreen	1748,35	1987,84	1812,91

Tabla 8

El valor que se utiliza para obtener la energía producida por un sistema fotovoltaico será el de irradiación incidente efectiva $G_{ef\alpha}(\beta, \alpha)$ con la procedencia de datos del SIAR, porque es el dato intermedio entre los tres resultados y además de que proviene de una estación agroclimática procedente de la misma localización que nuestra instalación.

$$G_{ef\alpha}(\beta, \alpha) = 1916 \text{ kWh/m}^2 \text{ al año.}$$

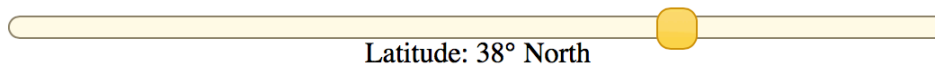
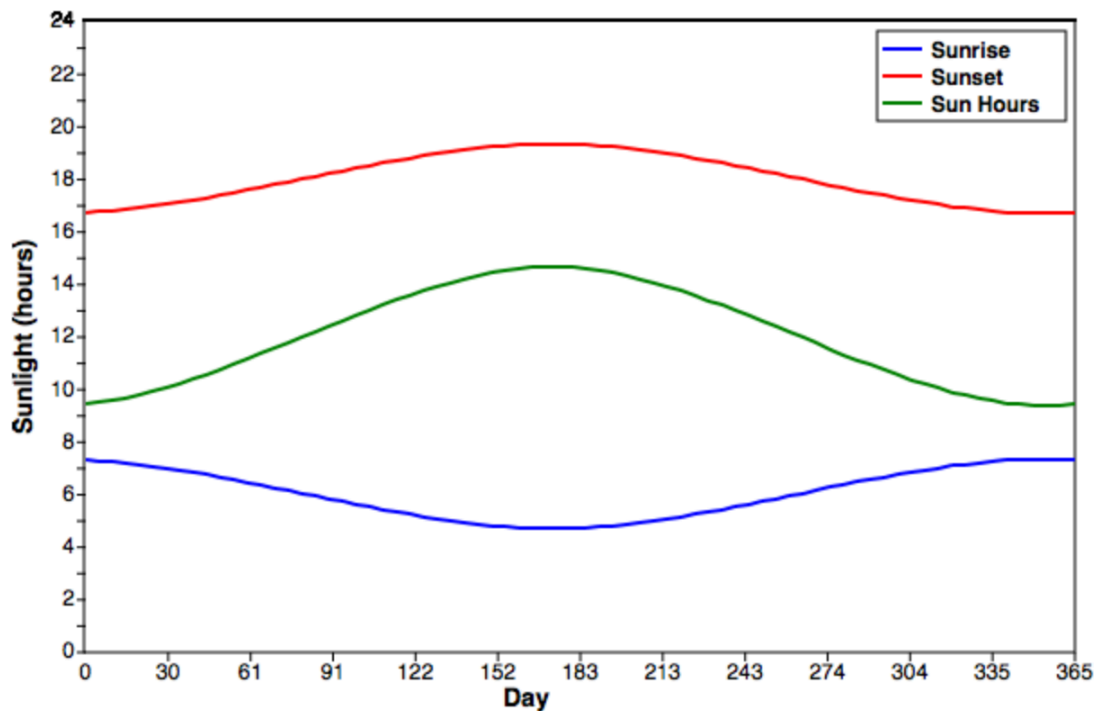
7.7. Producción horaria por unidad de superficie a lo largo del día medio

Durante las horas del día la posición relativa del sol y la tierra está en constante cambio, cuando los rayos del sol inciden perpendicularmente en la superficie de los módulos es cuando la producción es máxima.

En el apartado anterior hemos calculado la irradiación incidente efectiva anual con los datos obtenidos de diferentes organismos, pero ninguno la ofrecía horaria para un día en concreto. La página web PV Education.org utilizada para obtener órdenes de magnitud en cálculos de tecnología solar fotovoltaica nos ofrece los datos de irradiación sobre el plano horizontal para un día del año en la latitud escogida.

Debido a la dificultad de trabajar con la evolución de la producción de cada día del año, se va a trabajar con la evolución en un solo día, el día del año del percentil P50 en número de horas de sol, esto quiere decir que una mitad de los días del año tiene mas número de horas que este día medio de horas de sol y la otra mitad posee menos.

Para obtener este día medio de horas de sol en la web citada anteriormente se encuentra una gráfica que se puede modificar y que se incluye a continuación, donde se muestra el número de horas de sol y las horas a las que se produce la salida y el ocaso del sol a lo largo de los días del año para una latitud escogida, en nuestro caso 38° en el Término Municipal de Molina de Segura.



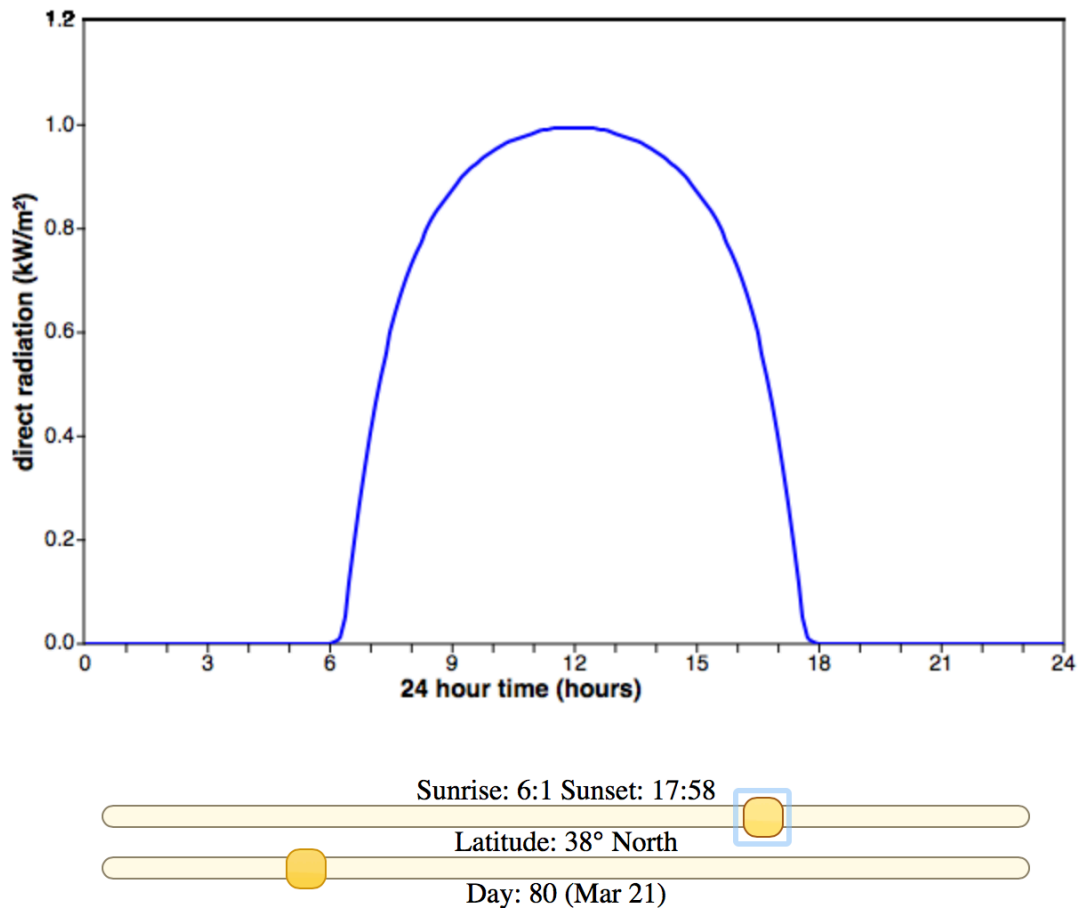
Gráfica 9: Número de horas de sol y las horas a las que se produce la salida y el ocaso del sol a lo largo de todos los días del año para una latitud 38°

Junto a la gráfica se adjunta en la web los datos recogidos en la tabla, que se pueden observar en el anexo. Realizando la media de las horas de sol para cada día del año obtenemos que el día medio de horas de sol es el día 80 desde el comienzo del año con una cantidad total de horas de sol de 11,9579499660131 horas.

$$\sum \text{Horas de sol de cada día} = 885,40 \text{ horas}$$

$$885,40 \text{ horas} / n^{\circ} \text{ días que ofrece los datos} = 11,96 \text{ horas} \approx \text{ día } 80$$

A continuación en la web aparece otra gráfica que muestra la irradiación directa del sol sobre el plano horizontal durante el día y la latitud que se escoja, en la grafica siguiente se muestra para el día 80 y una latitud de 38 °



Gráfica 10: Irradiación directa del sol (kW/m^2) sobre el plano horizontal durante el día 80 del año con latitud 38°

Junto a la gráfica se adjuntan los datos de irradiación directa por horas durante este día que necesitaremos para dibujar la gráfica de producción horaria por unidad de superficie a lo largo del día medio.

Sin embargo vemos que la irradiación directa al día obtenida de esta gráfica se aleja de los valores obtenidos en el apartado anterior calculados para la inclinación óptima, por tanto ajustaremos esta gráfica a valores que estén asociados a la irradiación incidente efectiva obtenida en el apartado anterior.

Para ajustar esta gráfica utilizaremos un factor de ajuste cuya fórmula es la siguiente:

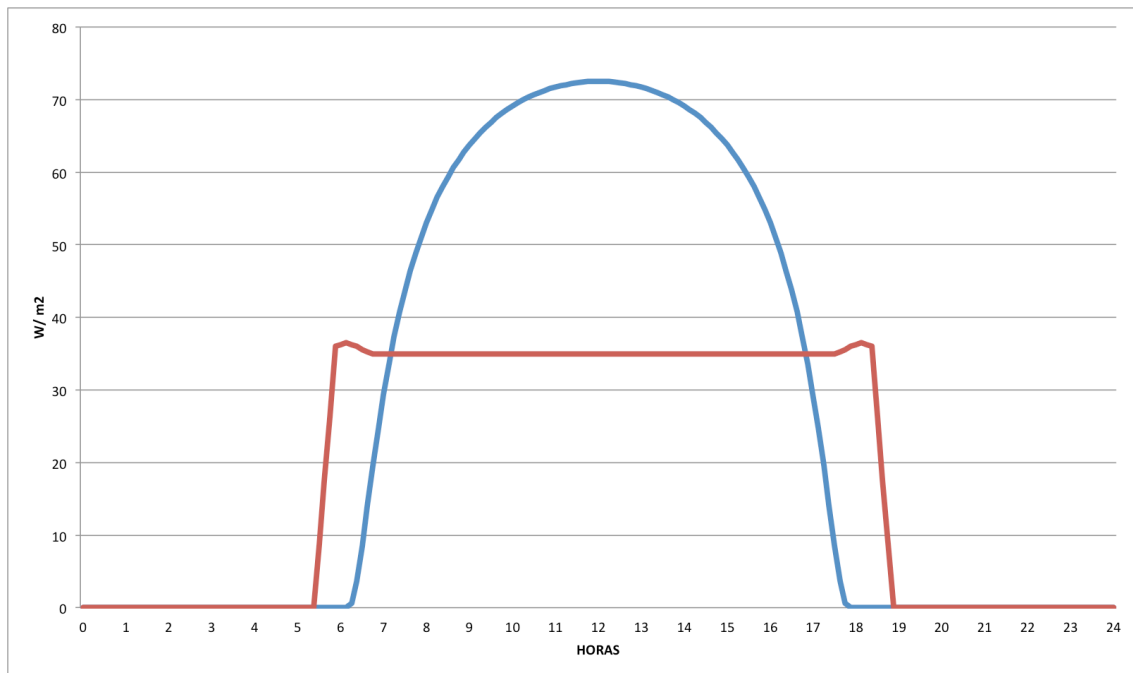
$$\text{Factor de ajuste} = \frac{\text{irradiación incidente efectiva obtenida en el apartado anterior}}{\text{irradiación directa por día ofrecida por PV Education}}$$

$$\text{Factor de ajuste} = 5,249 \text{ (kW/m}^2\text{/día)} / 8,862 \text{ (kW/m}^2\text{/día)} = 0,592$$

Una vez ajustada la curva de irradiación horaria obtenemos la producción horaria por unidad de superficie a lo largo del día medio que se muestra en la gráfica y se ha obtenido mediante la siguiente expresión.

$Producción\ horario / m^2 = Irradiación\ horaria\ incidente\ efectiva \times Eficiencia\ del\ módulo \times Factor\ de\ sombras \times Rendimiento\ energético\ de\ la\ instalación\ (PR)$

Siendo la eficiencia del módulo = 0,154, factor de sombras (FS) = 1 y el performance ratio (PR) = 0,8



Gráfica 11: Producción horaria / m²

Teniendo siempre en cuenta que está calculado para el día medio de horas de sol, se observa que la capacidad de producción por unidad de superficie supera la demandada por la instalación de la nave industrial.

7.8. Dimensionado de la estructura soporte

Para el dimensionamiento de la estructura soporte debemos tener en cuenta que deben soportar diferentes cargas y efectos como el peso de los módulos fotovoltaicos, el empuje del viento, el peso de la nieve y del hielo incluyendo sus efectos, las dilataciones térmicas y la posibilidad de oxidación de las partes metálicas.

En nuestro diseño no se considerarán las sobrecargas de nieve ya que en el municipio de Molina de Segura apenas existe la probabilidad de que nieve.

Tendremos en cuenta la sobrecarga producida por el viento, según los datos ofrecidos por el SIAR la velocidad máxima del viento en el peor mes del año será de 20 m/s pero dimensionaremos la estructura soporte para unos vientos excepcionales máximos que se puedan producir durante tormenta con una fuerza del viento nivel 10 a 30 m/s = 100 km/h.

En el diseño hemos visto que queremos colocar paneles fijos con una determinada inclinación óptima y además que van a estar colocados orientados al sur, por tanto el viento generará una fuerza en la estructura proveniente del norte que deberá ser capaz de soportar.

La fuerza que debe soportar la estructura se calculará con la siguiente formula

$$F = \text{Área del panel} \times \sin \beta \times \text{Presión ejercida por el viento}$$

Ángulo de inclinación del módulo respecto a la horizontal = 30°

Área del panel = $16268,8 \text{ cm}^2$

Presión del viento a $100 \text{ km/h} = 0,1 \text{ bar}$

Por lo tanto,

$$F \text{ (N)} = \sin 30^\circ \times 0,1 \times 16268,8 = 813,44 \text{ N}$$

Debido a la inclinación de los paneles parte de esta fuerza se pierde al deslizarse por la superficie de los módulos ya que no están totalmente perpendiculares al viento. Por tanto podemos descomponer esta fuerza en dos, una cuya dirección se perpendicular a la superficie del panes siendo esta la verdadera fuerza para la que lo dimensionamos, y otra fuerza paralela a la superficie del panel que es la que se desliza y no ejerce fuerza.

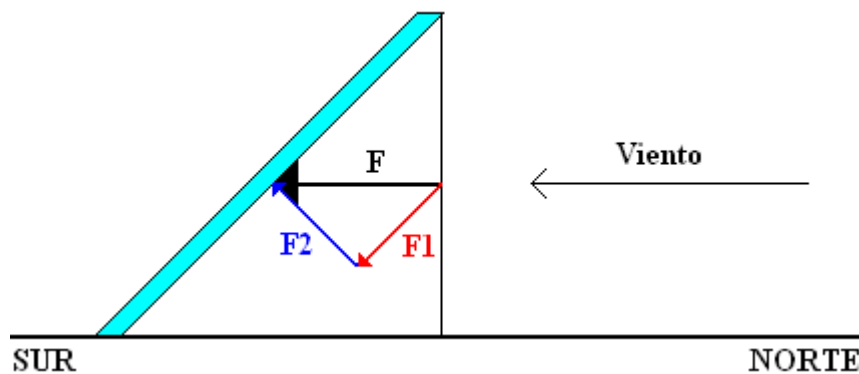


Figura 16: diagrama de fuerzas sobre la estructura

Esta fuerza perpendicular al panel tiene el siguiente valor.

$$F' = F \times \sin \beta = 406,72 \text{ N}$$

Por tanto dimensionamos la estructura soporte de manera que los anclajes que unen la estructura soporte con la base de la azotea de la nave deberán soportar una fuerza máxima de $406,72 \text{ N}$.

7.9. Dimensionado de los módulos e inversor

7.9.1. Módulos en serie

Debemos conocer el número máximo y mínimo de paneles en serie que podemos conectar.

Para calcular el máximo número de paneles en serie a conectar hay que tener en cuenta el valor de tensión de CC cuando la temperatura ambiente en la ubicación es la mínima, aplicando los coeficientes necesarios ya que la tensión se ve afectada por la variación de temperatura.

Siendo estas las definiciones se realiza el cálculo con las expresiones siguientes para una temperatura mínima de -5 °C:

$U_{\max \text{ DC MOD}}$ = tensión máxima que soporta el módulo

$U_{\text{mpp DC MOD}}$ = tensión máxima en el punto de máxima potencia que soporta el módulo

$U_{\text{oc}}(25^\circ\text{C})$ = tensión en circuito abierto del módulo

$U_{\text{mpp}}(25^\circ\text{C})$ = tensión en el punto de máxima potencia

T_{\min} = temperatura mínima de trabajo

$\frac{\Delta U}{\Delta T}$ = variación de tensión con respecto a la variación de temperatura, como se ha indicado en la tabla de características técnicas el fabricante da un valor de 0,33%/°C, lo que equivale a -0,1237 V/°C

$$U_{\max \text{ DC MOD}} = U_{\text{oc}}(25^\circ\text{C}) + (T_{\min} - 25) \times \frac{\Delta U}{\Delta T}$$

$$U_{\max \text{ DC MOD}} = 37,5 + (-5 - 25) \times (-0,1237) = 41,21 \text{ V}$$

$$U_{\text{mpp max DC MOD}} = U_{\text{mpp}}(25^\circ\text{C}) + (T_{\min} - 25) \times \frac{\Delta U}{\Delta T}$$

$$U_{\text{mpp max DC MOD}} = 30 + (-5 - 25) \times (-0,1237) = 33,71 \text{ V}$$

Ahora debemos hacer cumplir las restricciones siguientes y así el número máximo de módulos en serie vendrá impuesto por el resultado más restrictivo.

$$N_{\text{mod serie}} < U_{\max \text{ inv}} / U_{\max \text{ mod}}$$

$$N_{\text{mod serie}} < 650 / 41,21 = 15,77$$

$$N_{\text{mod serie}} < U_{\text{mpp max inv}} / U_{\text{mpp max mod}}$$

$$N_{\text{mod serie}} < 650 / 33,71 = 19,28$$

Por lo tanto el número máximo de módulos en serie es 15.

Para calcular mínimo número de paneles en serie a conectar tendremos en cuenta la limitación por mínima tensión en condiciones de temperatura máxima, realizamos los cálculos para 60°C.

$$U_{\text{mpp min DC MOD}} = U_{\text{mpp}}(25^{\circ}\text{C}) + (T_{\text{max}} - 25) \times \frac{\Delta U}{\Delta T}$$

$$U_{\text{mpp min DC MOD}} = 30 + (60 - 25) \times (-0,1237) = 25,67 \text{ V}$$

Ahora debemos cumplir la restricción para el valor mínimo del rango de funcionamiento del inversor y así obtener el número mínimo de módulos en serie.

$$N_{\text{mod serie}} > U_{\text{mpp min inv}} / U_{\text{mpp min mod}}$$

$$N_{\text{mod serie}} > 300 / 25,67 = 11,68$$

Como conclusión dado los resultados, el número de módulos en serie debe ser una de las posibilidades siguientes: 12, 13, 14 o 15.

7.9.2. Módulos en paralelo

El número máximo de módulos que debe cumplir el diseño estará restringido por la siguiente expresión:

$$N_{\text{mod paralelo}} = I_{\text{max inv}} / I_{\text{sc mod}}$$

$I_{\text{max inv}}$ = intensidad máxima de entrada al inversor = 347 A

$I_{\text{sc mod}}$ = intensidad de cortocircuito del módulo = 8,88 A

$$N_{\text{mod paralelo}} = 347 / 8,88 = 39,07$$

Como conclusión el número máximo de módulos en paralelo que puede tener cada instalación es de 39 módulos.

7.9.3 Limitaciones físicas

Debemos calcular la superficie útil en la que poder instalar los módulos solares.

Teniendo en cuenta que esta superficie debe tener la base orientada perfectamente al sur, debido a las dimensiones de nuestra nave y su inclinación respecto al sur se ha obtenido que la máxima área útil de la azotea esté formada por dos rectángulos de dimensiones 45 m x 30,5 m que forman una superficie total de 2745 m².

Distancia que ocupa un módulo en serie ≈ 1 m

Distancia que ocupa un módulo en paralelo = 3,36 m

Superficie nominal por un módulo = 3,36 m²

Número máximo de módulos en serie en cada área útil establecida = $N_{s \max}$

$$N_{s \max} = 45 \text{ m} / 1 \text{ m} = 45 \text{ módulos}$$

Número máximo de módulos en paralelo en cada área útil establecida = $N_{p \max}$

$$N_{p \max} = 30,5 \text{ m} / 3,36 \text{ m} = 9 \text{ módulos}$$

7.9.4. Número total de módulos

Una vez conocidas las limitaciones eléctricas y las limitaciones físicas podemos decidir el número de módulos en serie y en paralelo.

Se ha decidido poner el máximo permitido tanto en serie como en paralelo por las siguientes razones:

- De esta manera se puede ocupar toda la superficie de la azotea útil posible.
- La estructura soporte escogida coloca paneles en serie de 5 en 5.
- Es la configuración que maximiza la potencia conociendo las limitaciones físicas.
- Diseñar el generador lo mas grande posible para obtener una mayor producción.

Nº módulos	
Serie	15
Paralelo	9
Total	135

Tabla 9

Esta configuración entrega al inversor una potencia de

$$P_{\text{entregada al inversor } 15 \times 9} = 15 \times 9 \times 250 \text{ Wp} = 33750 \text{ W}$$

7.9.5. Comprobaciones del inversor

Se comprueba que la tensión de entrada del inversor cumple los valores límite de tensión del inversor que es nuestro diseño comprenden entre 300 y 605:

$$U_{\text{entrada inv}} = N_{\text{mod serie}} \times U_{\text{mpp mod}} = 15 \times 30 = 450 \text{ V}$$

Además se comprueba que la intensidad de cortocircuito máxima por cada conjunto en serie sea menor que la intensidad máxima admisible de entrada al inversor. Calculamos la intensidad máxima de cortocircuito con la siguiente expresión teniendo en cuenta que esta se alcanza cuando la temperatura del módulo alcanza su máximo admisible facilitado por el fabricante.

$$I_{\text{cc max DC MOD}} = I_{\text{cc}}(25^{\circ}\text{C}) - (25 - T_{\text{max}}) \times \frac{\Delta I}{\Delta T}$$

$I_{\text{cc max DC MOD}}$ = intensidad máxima de cortocircuito que soporta el módulo.

$I_{\text{cc}}(25^{\circ}\text{C})$ = intensidad de cortocircuito del módulo.

T_{max} = temperatura máxima = 85°C

$\frac{\Delta I}{\Delta T}$ = variación de la intensidad con respecto a la variación de temperatura = $0,06 \text{ \%/}^{\circ}\text{C}$ que equivale a $5,207 \text{ mA/}^{\circ}\text{C}$

$$I_{\text{cc max DC MOD}} = 8,88 - (25 - 85) \times 0,005207 = 9,19 \text{ A}$$

Obtenido el valor de intensidad máxima de cortocircuito se calcula la corriente de entrada al inversor y se verifica que es menor que la intensidad máxima admisible del inversor.

$$I_{\text{total mod}} = I_{\text{cc max DC MOD}} \times N_{\text{mod paralelo}} = 9,19 \times 9 = 82,71$$

Comprobamos:

$$I_{\text{total mod}} < I_{\text{max inv}}$$

$$82,71 < 347$$

7.9.6. Inversores

Sabiendo que la superficie útil de la azotea 2745 m^2 y la superficie nominal por módulo = $3,36 \text{ m}^2$ se observa que se pueden instalar un máximo de 816 módulos.

$$N_{\text{max mód}} = 2745 / 3,36 = 816,96$$

Debido a que el número máximo de módulos y además los escogidos son 135, el número de módulos a instalar en el generador no serán 816 sino 810.

Nº de inversores = 810 módulos / 135 módulos por inversor = 6 inversores.

7.9.7. Resumen de dimensionado

El sistema queda dividido en 6 instalaciones, cada una de ellas con una potencia de 33,75 kWp y 135 módulos. Una instalación con un total de 810 módulos y 202 kW de potencia instalada.

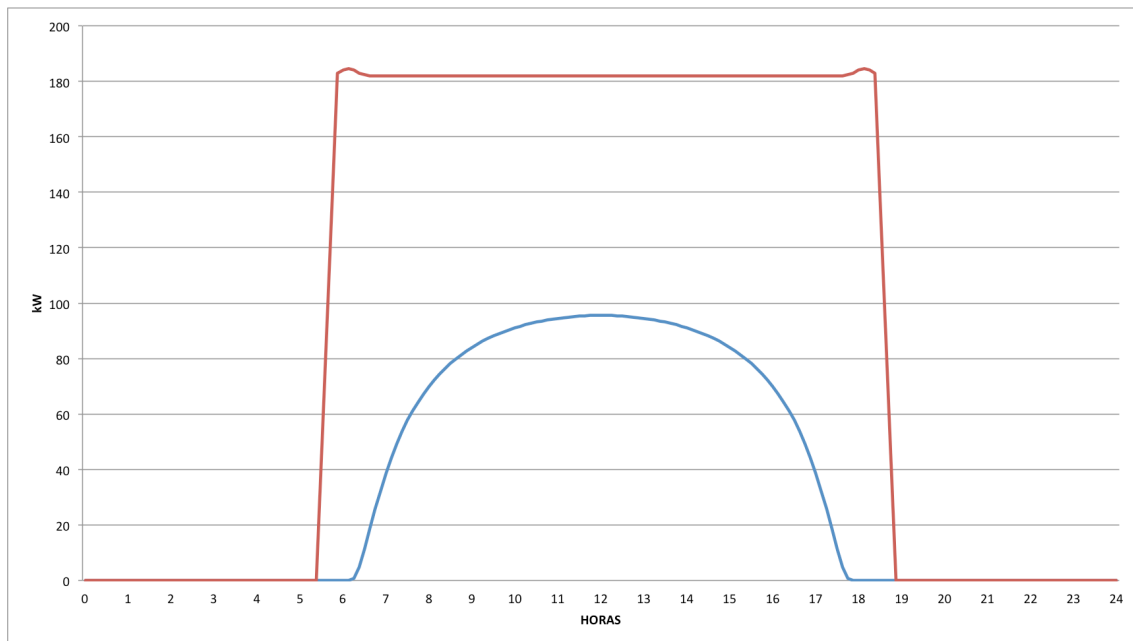
La superficie del generador es

$$S_{\text{generador}} = S_{\text{módulo}} \times N_{\text{módulos}} = 1,62688 \text{ m}^2 \times 810 = 1317,7728 \text{ m}^2$$

7.10. Producción horaria

Una vez conocemos la superficie del generador ya podemos representar la producción horaria a lo largo del día medio de horas de sol mediante la siguiente expresión.

Producción horaria = Superficie del generador x Irradiación horaria incidente efectiva x Eficiencia del módulo x Factor de sombras x Rendimiento energético de la instalación (PR)



Gráfica 12: Producción horaria a lo largo del día medio

Se observa que debido a que la superficie del generador no es el 100 % de la superficie de la cubierta, al realizar el cálculo de la producción horaria vemos que no se alcanza la potencia instalada en la nave industrial de 182 kWp. Sin embargo hay que tener en cuenta que está calculado para el día medio de horas de sol y que esta grafica aumentará o disminuirá dependiendo del día del año, por tanto puede que el día de mayor horas de sol si que lo alcance.

7.11. Producción anual

Producción anual = Superficie del generador x irradiación incidente efectiva x Eficiencia del módulo x Factor de sombras x Rendimiento energético de la instalación (PR)

$$\text{Prod}_{\text{anual}} = G_{\text{efa}} \times \text{Efic}_{\text{mod}} \times \text{FS} \times \text{PR} \times S_{\text{generador}}$$

G_{efa}	Efic_{mod}	FS	PR	$S_{\text{generador}}$
1916	0,154	1	0,8	1317,7728
kWh/m ² /año				m ²

Tabla 10

$$\text{Producción anual} = 1916 \times 0,154 \times 1 \times 0,8 \times 1317,7728 = 311 \text{ MWh/año}$$

8. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

La instalación solar fotovoltaica aquí proyectada se ubicará sobre la azotea de una nave industrial. El generador fotovoltaico estará formado por 810 módulos solares de la marca SHARP modelo ND-RG250, en total la potencia máxima del generador fotovoltaico será de 202 kW.

Los módulos fotovoltaicos se situarán sobre soportes metálicos fijos orientados perfectamente al sur, los cuales tendrán una inclinación óptima de 30° de manera que se pueda obtener mayor producción.

La instalación esta formada por 6 inversores, un total de 135 módulos cada uno distribuidos de manera que son 15 módulos conectados en serie y 9 en paralelo, en total la superficie del generador es de 1.317,7728 m².

La producción anual será de 311 MWh/año de manera que cubrirá el 50 % del consumo anual de la nave.

Se muestra en la siguiente tabla las principales características que componen la instalación.

	Valor	Unidad de medida
Superficie del Generador	1317,7728	m ²
Número de Módulos	810	
Número de Inversores	6	
Potencia Pico Instalada	202	kW
Producción Anual	311	MWh
Cobertura de producción anual	50	%

Tabla 11

A continuación se representa la disposición de los módulos sobre la azotea.

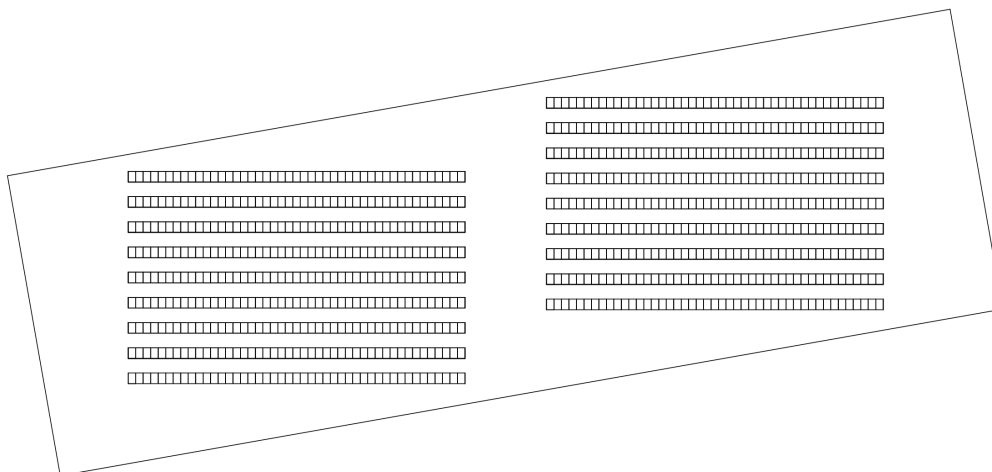


FIGURA 17: Disposición de los módulos

9. PRESUPUESTO ECONÓMICO

9.1. Presupuesto de la instalación

	Cantidad	Precio unitario	Precio total
Módulo	810	214 €	173.340 €
Inversor	6	24539 €	147.234 €
Estructura soporte	162	400 €	64.800 €
Módulos + Inversores + Soportes			385.374 €
Instalación 10%			38.537,4 €
Transporte 0,4 %			1.541,5 €
Ingeniería 1 %			3.853,74 €
Capital inicial			429.307 €
Coste de prevención de incidencias 3%			12.879 €
Capital inicial total			442.186 €
Inversión inicial (40% del capital inicial total)			176.874,4 €

Tabla 12

- La estructura soporte que se compra para esta instalación esta diseñada para colocar 5 paneles por tanto en lugar de haber 810 unidades se comprar 162.
- Coste de prevención de incidencias: es un coste de contingencias que será de un 3% respecto del total y servirá para cubrir posibles incidencias.
- Se aportará una inversión inicial del 40% del capital inicial total debido a que actualmente y en la situación económica en la que nos encontramos resulta coherente que el banco acepte el prestamos de 60% restante.

9.2. Ingresos anuales

Primero se debe obtener el valor de la tarifa a la cual se paga la energía eléctrica producida, la tarifa actualmente es de 0,15 €/kWh .

Tarifa	150 €/MWh
Producción anual	311 MWh
Ingresos anuales	46.650 €

Tabla 13

9.3. Gastos de explotación anuales

Coste por tasas de seguro (0,2% del capital inicial total)	884,37 €
Coste anual de mantenimiento (0,7% del capital inicial total)	3095,3 €
Gastos totales	3979,67

Tabla 14

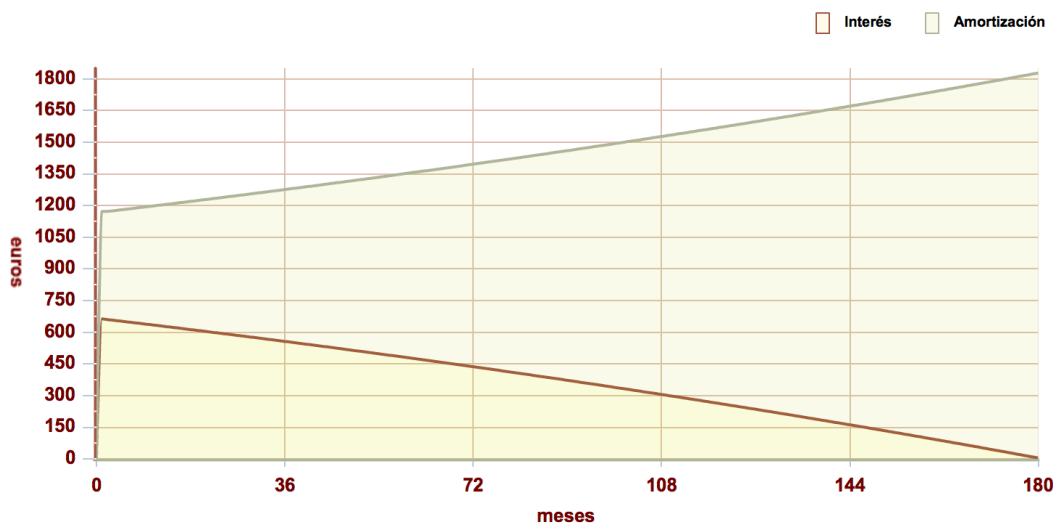
- Coste por tasas de seguro: coste provocado por las tasas del seguro contratado para cubrir posibles pérdidas en la generación eléctrica o desperfectos de la instalación, supondrán un coste del 0,2% de los costes iniciales de la instalación.
- Coste anual de mantenimiento: es el coste de las diferentes labores de mantenimiento necesarias para el perfecto funcionamiento de la instalación solar fotovoltaica, supondrá un 0,7% de los costes iniciales de la instalación.

9.4. Gastos financieros anuales y totales

La tasa de endeudamiento escogida, que es el porcentaje de la inversión requerida que se obtiene por medio de un préstamo, se ha decidido que sea del 60% del capital inicial total, con un plazo del préstamo de 15 años y un 3% de intereses.

Siendo el 60% del capital inicial total de 265.412 €, la aplicación facilitada por el banco de España nos muestra la cuota mensual a pagar durante los 15 años de 1.832,2 €, el gasto total de 329.795,17 € y una gráfica de amortización vs intereses.

Los gastos anuales serán de $1.832,2 \times 12 = 21.986,4$ €



Gráfica 13: Amortización vs intereses

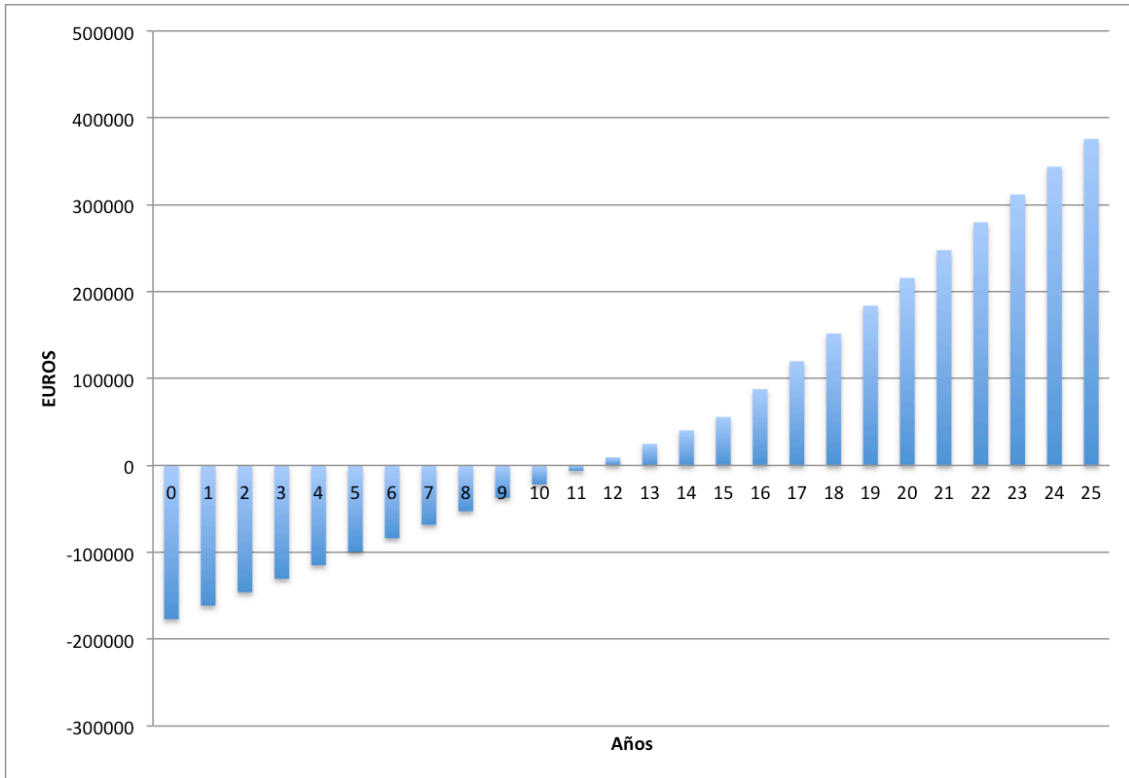


Figura 18: Detalles del préstamo

9.5. Beneficios anuales

Ingresos anuales	46.650 €
Gastos de Explotación anuales	3.979,67 €
Gastos Financieros anuales	21.986,4 €
Beneficios anuales antes de Impuestos los 15 primeros años	20.683,93 €
Beneficios anuales antes de Impuestos pasados los 15 primeros años	42.670,33 €
Impuesto de Sociedades (25%) < 15 años	5.170,98 €
Impuesto de Sociedades (25%) >15 años	10.667,58 €
Beneficios anuales después de Impuestos los 15 primeros años	15.512,94 €
Beneficios anuales después de Impuestos pasados los 15 primeros años	32.002,75 €

Tabla 15



Gráfica 15: Beneficio acumulado durante los 25 años de vida útil

Se observa que a los 11 años se empiezan a tener beneficios y que a los 25 años de vida útil se ha obtenido un beneficio acumulado de hasta 375.847,2 €

9.6. Valor actual neto (VAN)

El valor actual neto o valor actualizado neto, es un parámetro que indica la viabilidad de un proyecto basándose en la estimación de los flujos de caja que se prevé tener. Consiste en descontar a los beneficios, mediante una tasa llamada de descuento, todos los flujos de caja futuros del proyecto. A este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto.

La tasa r que se aplica es la tasa de descuento, al tener el proyecto una vida útil de 25 años se estimará con el valor del bono español a 30 años, 2,91 %.

$$VAN = - C_0 + \sum_{i=1}^{25} [C_i / (1+r)^i] = 187.882,02 \text{ €}$$

Al ser un valor positivo el proyecto es rentable.

9.7. Tasa interna de retorno (TIR)

La tasa interna de retorno es el promedio geométrico de los rendimientos futuros esperados de dicha inversión, es decir, es la tasa de descuento que habría que aplicar para que el VAN fuera igual a 0 en un periodo determinado.

$$VAN = - C_0 + \sum_{i=1}^{25} [C_i / (1+TIR)^i] = 0$$

$$\text{TIR} = 8,82 \%$$

Como se puede comprobar, la TIR tiene un valor de un 8,82 % que nos indica que el proyecto es viable económicamente.

5.8. Periodo de recuperación del capital invertido

El periodo de recuperación nos indica el tiempo que debe pasar para recuperar la inversión inicial y obtener los primeros beneficios. En nuestro diseño este periodo es de 11 años.

10. CONCLUSIONES

El aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica está actualmente en un proceso de desarrollo e implantación, la creación de nuevas tecnologías y los avances que se realizan permiten el diseño de instalaciones que puedan transformar la energía procedente del sol en energía eléctrica de manera cada vez mas eficiente.

El proyecto ha cumplido el objetivo de diseñar y dimensionar una instalación solar fotovoltaica en una ubicación donde la energía recibida del sol es abundante, pudiendo transformarla e inyectarla a la red eléctrica de distribución.

Con el fin de cumplir el objetivo se ha trabajado en la descripción y dimensionado de las principales partes que componen la instalación solar fotovoltaica. Se han seleccionado aquellos modelos de los diferentes fabricantes con el fin de que permitan conseguir la mejor solución técnica y económica, cumpliendo siempre con los aspectos técnicos, normativos y ambientales vigentes.

Los parámetros obtenidos en el estudio económico nos indican que el proyecto es viable económicamente.

La tecnología solar fotovoltaica es cada día más económica y más eficiente, además observando las líneas futuras de investigación refuerzan cada día más su importancia. Según varias publicaciones del Instituto de Tecnología de Massachusetts (MIT) la eficiencia media de los módulos comerciales es grandes países donde está mas desarrollado la implantación de estos sistemas se habla de eficiencias del 18%, que supondría casi un 3% mas que los de esta instalación, lo que traducido a la producción anual supondría mas de un 10 %. Sobre las futuras líneas de investigación otro informe del (MIT) ha publicado el descubrimiento y desarrollo de unos nanotubos de carbono que permiten potenciar la luz hasta un 100 %, de tal manera que si estos nanotubos estuvieran implantados en los paneles se podría mejorar el grado de eficiencia hasta de un 70 %.

En definitiva los paneles solares suponen una tecnología limpia, que aprovechando las fuentes de energía renovables como es el sol y gracias al constante desarrollo que presenta traducido en una mayor producción a mejores precios, está siendo cada vez mas utilizada.

11. REFERENCIAS

1. José Roldán Vilorio (2014) "Necesidades energéticas y propuestas de instalaciones solares".
2. Javier María Méndez Muñiz (2013) "Energía solar fotovoltaica".
3. Oscar Perpiñán Lamigueiro (2015) "Energía solar fotovoltaica".
4. "Pliego Condiciones Técnicas Instalaciones Conectadas a Red I"
5. "HE5 CTE"
6. "Informe del sistema eléctrico del año 2014"
7. Apuntes de la asignatura "Aprovechamientos hidráulicos y energéticos"
8. PV3 RETScreen
9. Autocad
10. Google maps
11. (SHARP) www.sharp.es
12. (PV Education) www.pveducation.org
13. (Red SIAR) <http://eportal.magrama.gob.es/websiar/Inicio.aspx>
14. (PVGIS) <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#>
15. (Mecasolar) www.mecasolar.com
16. (Catastro) www.catastro.meh.es
17. (Schneider Electric) www.schneider electric.com
18. (Bando de España) www.bde.es
19. (Cálculos financieros) es.calcuworld.com
20. (Tasa de descuento) www.economista.es
21. (Red Eléctrica de España) www.ree.es