



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

**UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA**  
**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA DEL DISEÑO**

---

ESTUDIO DE EFICIENCIA ENERGÉTICA Y  
PROPUESTAS DE MEJORA DE LAS INSTALACIONES DE  
TALLER Y OFICINAS DE LA EMPRESA TRANSVÍA S.L. EN  
QUART DE POBLET.

**TRABAJO FIN DE MÁSTER**

**MÁSTER EN INGENIERIA MECATRÓNICA**

Autor:

D. Luis Martínez Torres.

Director:

D. Salvador Orts Grau.

**Valencia, 2018**



## Índice

1.	Introducción.....	1
1.1.	Objetivo del Trabajo de Final de Máster .....	3
1.2.	Alcance.....	3
1.3.	Situación y emplazamiento.....	4
2.	Estudio energético y propuestas de mejora.....	7
2.1.	Antecedentes .....	9
2.2.	Alternativas del proyecto .....	10
3.	Primera propuesta de mejora: Cambio de luminarias .....	13
4.	Segunda propuesta de mejora: Instalación solar fotovoltaica.....	19
4.1.	Antecedentes.....	22
4.2.	Aplicaciones y ventajas de la energía solar.....	22
4.2.1.	Aplicaciones.....	22
4.2.2.	Ventajas .....	22
4.2.3.	Sistemas de conexión a red .....	23
4.3.	Definiciones y abreviaturas de términos fotovoltaicos .....	23
4.4.	Requisitos del diseño.....	25
4.5.	Elementos principales de la instalación .....	25
4.5.1.	Módulo fotovoltaico .....	25
4.5.2.	Tipos de células fotovoltaicas.....	25
4.6.	Estructura del módulo fotovoltaico .....	27
4.7.	Riesgos sobre el Medio Ambiente asociados a la fabricación de células fotovoltaicas .....	27
4.8.	Fabricación de los módulos fotovoltaicos.....	29
4.8.1.	El inversor y el generador fotovoltaico .....	29
4.8.2.	Inversor.....	29
4.8.3.	Seguidores solares .....	30
4.8.4.	Cableado .....	31
4.8.5.	Tubos y canalizaciones protectoras.....	33
4.9.	Curvas características .....	36
5.	Normativa sobre Instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red .....	37
5.1.	Marco legal económico-administrativo de la conexión a red.....	53
5.1.1.	Evolución de la legislación de conexión a red.....	53
5.1.2.	Instalaciones fotovoltaicas. Aplicación de la legislación actual .....	56
5.1.3.	Procedimiento para la conexión a red de las instalaciones fotovoltaicas .....	63
5.2.	Ejecución de la instalación .....	73
5.2.1.	Integración arquitectónica.....	73
5.2.2.	Sistemas soporte de módulos fotovoltaicos.....	76
5.2.3.	Ubicación del resto del equipamiento.....	78
5.2.4.	Dimensionado de cables.....	78
5.2.5.	Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión .....	80
6.	Análisis de soluciones .....	83
6.1.	Paneles solares .....	85

6.2.	Estructura.....	85
6.3.	Inversor.....	86
6.4.	Protecciones.....	87
6.5.	Sobrecargas soportadas.....	88
6.6.	Estudio energético y de rendimiento.....	88
6.7.	Radiación. Inclinación y orientación de los módulos.....	88
6.8.	Estudio de obstáculos y sombras en el campo fotovoltaico.....	89
6.9.	Mantenimiento de la instalación.....	89
7.	Pliego de condiciones.....	91
7.1.	Diseño.....	93
7.1.1.	Diseño del generador fotovoltaico.....	93
	Generalidades.....	93
	Orientación e inclinación y sombras.....	93
7.1.2.	Diseño del sistema de monitorización.....	93
7.2.	Componentes y materiales.....	94
	Generalidades.....	94
	Sistemas generadores fotovoltaicos.....	94
	Estructura soporte.....	96
	Inversores.....	97
	Cableado.....	98
	Conexión a red.....	99
	Medidas.....	99
	Protecciones.....	99
	Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas.....	99
	Armónicos y compatibilidad electromagnética.....	99
	Medidas de seguridad.....	100
7.3.	Recepción y pruebas.....	100
7.4.	Cálculo de la producción anual esperada.....	101
7.5.	Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento.....	102
	Generalidades.....	102
	Programa de mantenimiento.....	102
	Garantías.....	103
8.	Resultados finales.....	107
8.1.	Instalación solar fotovoltaica.....	109
8.1.1.	Módulos fotovoltaicos.....	109
8.1.2.	Inversor.....	110
8.1.3.	Estructura, soporte de módulos y anclajes.....	111
8.2.	Cables.....	111
8.3.	Protecciones y toma de tierra.....	112
8.4.	Centro de transformación.....	114
9.	Cálculos.....	115
9.1.	Dimensionado de la instalación.....	117
9.2.	Características de los equipos utilizados.....	117
9.3.	Alternativa 1: Configuración de la instalación con un único inversor de 77 kW.....	119

9.3.1.	Alternativa 1.1: Estudio económico y energético con estructura fija .....	123
9.3.2.	Alternativa 1.2: Estudio económico y energético con estructura de inclinación variable. ....	138
9.4.	Alternativa 2: Configuración de la instalación con ocho inversores de 10 kW .....	149
9.4.1.	Alternativa 2.1: Estudio económico y energético con estructura fija .....	152
9.4.2.	Alternativa 2.2: Estudio económico y energético con estructura de inclinación variable. ....	160
9.5.1.	Razonamiento de los tipos de inversores: .....	168
9.5.2.	Decisión sobre la elección del inversor: .....	172
9.5.3.	Razonamiento sobre el empleo de estructura de inclinación variable .....	173
9.5.4.	Sumario de la configuración de la central para la alternativa adoptada.....	177
9.6.	Cálculo de los conductores, protecciones y toma de tierra .....	178
9.6.1.	Pérdidas y rendimiento energético.....	179
9.6.2.	Cableado .....	180
9.6.3.	Protecciones .....	185
9.6.4.	Dimensionado de la zanja de Baja Tensión.....	186
9.6.5.	Puesta a tierra .....	186
10.	Presupuesto.....	191
10.1.	Presupuesto descompuesto .....	193
10.2.	Hoja resumen .....	200
11.	Planos .....	203
12.	Bibliografía.....	205



# 1. Introducción





## 1.1. Objetivo del Trabajo de Final de Máster

La justificación principal del trabajo es académica, ya que servirá como Trabajo de Final de Grado para obtener el título de Máster en Ingeniería Mecatrónica en la Universidad Politécnica de Valencia y, además, servirá como base para un futuro proyecto profesional relacionado con la eficiencia energética del taller central del Grupo Transvia S.L.

Este trabajo nace de unas prácticas de novecientas horas realizadas por el alumno en la empresa Transvia S.L. Estas horas se han dedicado a familiarizarse con el funcionamiento de la empresa y a aplicar los conocimientos de ingeniería adquiridos durante el grado y máster en pos de las necesidades de la empresa, y de las cuales surge este trabajo. Al finalizar las prácticas el alumno fue contratado por la empresa.

Entre las necesidades de la empresa, una de las más importantes era la mejora de la eficiencia energética de las instalaciones que, debido a la antigüedad de éstas y de los equipos de trabajo, repercuten en un gasto eléctrico considerable. Por todo ello, este trabajo presenta el estudio de eficiencia energética y las propuestas de mejora de la misma que se realizaron durante las prácticas en empresa del alumno.

Para el desarrollo de este estudio, se facilitaron por parte de la empresa las facturas eléctricas correspondientes a los años anteriores, pudiéndose obtener de las mismas los consumos eléctricos y la repercusión económica. Estos datos serán el punto de partida del trabajo.

En este trabajo se propondrán diversas alternativas para reducir los consumos eléctricos de un taller de autobuses. Concretamente se presentan en este trabajo dos propuestas de mejora de la eficiencia energética: en la primera de ellas se plantea la sustitución de las luminarias mientras que en la segunda mitad se propondrá la instalación de una planta fotovoltaica para autoconsumo.

Para la segunda de las propuestas se ha realizado un análisis completo y detallado de de la instalación considerando todos los factores que la condicionan y planteando un estudio económico. Se valorarán diferentes opciones de diseño de la instalación con el objetivo de conocer todas las tecnologías y metodologías disponibles y así escoger la más favorable para el caso planteado.

Se valorarán diferentes opciones de diseño de la instalación con el objetivo de conocer todas las tecnologías y metodologías disponibles y así escoger la más favorable para el caso planteado.

El presente trabajo describe la valoración detallada de diversas alternativas para aumentar la eficiencia energética de la instalación.

## 1.2. Alcance

El presente proyecto comprende el cálculo y diseño de las siguientes instalaciones:

- Selección de luminarias para disminuir el consumo en la instalación.
- Cálculo de eficiencia energética de las nuevas luminarias.
- Selección y distribución de los paneles solares fotovoltaicos, así como las respectivas estructuras de soporte y los inversores.

- Cálculo y selección de los conductores eléctricos, así como su disposición.
- Cálculo y selección de las protecciones contra cortocircuitos, sobrecargas y contactos.
- Cálculo y selección del centro de transformación y sus protecciones.

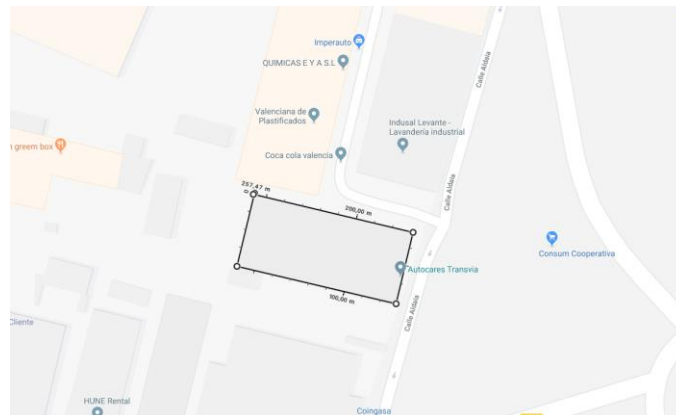
### 1.3. Situación y emplazamiento

La instalación fotovoltaica está situada en Camino de Aldaya, 7, Aldaia, Valencia. Siendo sus coordenadas espaciales: Latitud: 39.4782385 N Longitud: -0.4526469,18 W. El recinto tiene una superficie cercana a los 3600 m<sup>2</sup> de los cuales se utilizarán 1900 para la instalación.

A continuación, en las ilustraciones 1, 2 y 3, se muestra la vista por satélite, aérea y del terreno donde se realizará la instalación:



*Ilustración 1. Vista por satélite de la localización del emplazamiento*



*Ilustración 2. Vista aérea y medidas de la instalación*



*Ilustración 3. Vista de las instalaciones donde se realizará la instalación.*



## 2. Estudio energético y propuestas de mejora



## 2.1. Antecedentes

Para comenzar el estudio energético de la instalación, se obtuvieron las facturas del consumo eléctrico de los años 2016 y 2017 cuyos consumos se muestran resumidos en la siguiente tabla 1.

<b>Electricidad kWh</b>			
<b>Meses</b>	<b>Año 2016</b>	<b>Año 2017</b>	<b>Diferencia</b>
Enero	18.819	19.640	821
Febrero	21.136	19.259	-1.877
Marzo	18.492	18.231	-261
Abril	20.839	16.281	-4.558
Mayo	15.027	15.644	617
Junio	18.653	15.356	-3.296
Julio	19.134	18.254	-880
Agosto	20.524	25.216	4.692
Septiembre	18.150	19.121	970
Octubre	17.676	15.309	-2.368
Noviembre	17.093	15.734	-1.359
Diciembre	19.021	16.511	-2.510
<b>Acumulados</b>	<b>224.566</b>	<b>214.557</b>	<b>-1.318</b>
<b>Porcentaje</b>			<b>-15 %</b>

*Tabla 1. Consumo eléctrico de la instalación en los años previos.*

La empresa en los últimos años estaba buscando un ahorro energético evitando un desembolso económico. En la anterior tabla se muestra que en los meses de invierno una disminución del consumo eléctrico, esto se consiguió siendo más conservadores en el uso de máquinas de mayor consumo eléctrico como los elevadores, máquinas de carga de aire acondicionado, etc. El leve aumento del consumo en ciertos meses del año podría estar achacado a un aumento puntual en las reparaciones de los vehículos.

En cuanto a la eficiencia energética, la empresa ha invertido en los últimos años en nueva maquinaria y equipos. Estos equipos modernos son mucho más eficientes energéticamente que los equipos a los que sustituyen. Por otra parte, las instalaciones de iluminación no han sufrido modificaciones en los últimos años, de forma que la mayor parte de las luminarias están obsoletas y presentan consumos demasiado elevados que pueden ser reducidos de forma drástica mediante un cambio de tecnología.

Estas luminarias se pueden ver resumidas en la siguiente tabla 2:

<b>Balance energético de las luminarias actuales</b>					
<b>Nombre</b>	<b>Número</b>	<b>Potencia (W)</b>	<b>Consumo kWh/día</b>	<b>Consumo kWh/mes</b>	<b>Coste €/mes</b>
Tubo T8 1500 mm	148	58	206,02	6180,48	786,16
Pantalla empotrada	59	72	59,47	1784,16	226,95
Campana industrial	20	400	112,00	3360,00	427,39
Bombillas tipo PL	14	13	2,55	76,44	9,72
Bombillas halógenas	4	50	2,80	84,00	10,68
Downlight	5	52	3,64	109,20	13,89
Proyector (1)	3	200	7,20	216,00	27,48
Proyector (2)	6	400	28,80	864,00	109,90
			<b>Totales:</b>	<b>12.674,28</b>	<b>1612,17</b>

*Tabla 2. Luminarias actuales.*

Con estos datos, se podría proponer una primera reforma de las luminarias actuales. Un cambio de las luminarias por otras de mayor eficiencia podría suponer un ahorro de en torno al 40 % en la parte proporcional a las luminarias en la factura.

## 2.2. Alternativas del proyecto

A continuación, se expondrán los diversos modos de aumentar la eficiencia energética en la instalación:

- Primero, se propondrán diversos cambios en la instalación:
  - Primero, se propondrá un cambio de las luminarias a las propuestas, se buscarán alternativas de tipo LED de mayor eficiencia. Se propone ésta como primera alternativa ya que es la reforma más económica para empezar a disminuir la factura.

Un cambio en las luminarias es una opción más que viable ya que se obtiene un considerable ahorro energético con relativamente poco desembolso económico.

En este proyecto se llevará a cabo un estudio para el cambio de luminarias, así como su coste real económico y su amortización. Finalmente se evaluará el ahorro que supone en la totalidad de la factura energética.

- Se podría proponer un cambio de las herramientas empleadas en las facilidades de taller ya que del conjunto de la instalación que comprende las oficinas y el taller.



Un cambio en las herramientas de taller aumentaría la eficiencia energética ya que los utensilios empleados en un taller de autobuses usualmente son de grandes dimensiones y gran consumo energético.

Esta alternativa no es completamente viable ya que las máquinas de mayor impacto energético únicamente se emplean pocos minutos al día, por lo que un cambio de éstas tendría poco impacto mientras que habría que llevar a cabo un gran desembolso económico.

- Luego, se propondrá una instalación solar fotovoltaica. En este proyecto, se llevará a cabo un estudio de diversas opciones contemplando múltiples configuraciones para hallar la instalación más apropiada para el proyecto a llevar a cabo.
  - Una instalación solar fotovoltaica, pese a su gran coste económico, posee una gran capacidad de ahorro energético y una vida a largo plazo.

Se contemplará la posible implantación de una instalación solar fotovoltaica en el tejado de la instalación.

Esta alternativa es más que viable ya que con un mero soporte fijo o de inclinación variable, sería más que suficiente para obtener un rendimiento óptimo de la instalación.

- También, se podría contemplar la implantación de una instalación solar fotovoltaica con seguidores solares en parte del terreno destinado para el aparcamiento de los autobuses.

Esta alternativa aumenta considerablemente la producción ya que un sistema de seguimiento aumenta en torno a un 40 % la producción respecto a un sistema de montura fija.

Sin embargo, esta opción no acaba de ser del todo viable debido a su aumento del coste respecto a la opción anterior, además de que habría que renunciar a una parte importante de un terreno del que la empresa no estaría dispuesta a renunciar.



### 3. Primera propuesta de mejora: Cambio de luminarias



Con el fin de disminuir el consumo eléctrico de la instalación según los datos proporcionados, en un primer lugar, se propondrá un cambio de las luminarias de la instalación. Primero se expondrán las luminarias presentes, con el consumo individual diario, así como su coste económico mensual. En la tabla 3 se exponen los datos mencionados.

<b>Balance energético de las luminarias actuales</b>					
<b>Nombre</b>	<b>Número</b>	<b>Potencia (W)</b>	<b>Consumo kWh/día</b>	<b>Consumo kWh/mes</b>	<b>Coste €/mes</b>
Tubo T8 1500 mm	148	58	206,02	6180,48	786,16
Pantalla empotrada	59	72	59,47	1784,16	226,95
Campana industrial	20	400	112,00	3360,00	427,39
Bombillas tipo PL	14	13	2,55	76,44	9,72
Bombillas halógenas	4	50	2,80	84,00	10,68
Downlight	5	52	3,64	109,20	13,89
Proyector (1)	3	200	7,20	216,00	27,48
Proyector (2)	6	400	28,80	864,00	109,90
			<b>Totales:</b>	<b>12.674,28</b>	<b>1612,17</b>

*Tabla 3. Datos de las luminarias presentes en la instalación.*

Ahora, con el fin de aumentar la eficiencia energética de la instalación, se propone un cambio en las luminarias a tecnología tipo LED de menor consumo con mayor intensidad luminosa. En la tabla 4 se muestran las luminarias propuestas con sus consumos individuales mensuales.

<b>Balance energético de las luminarias propuestas</b>					
<b>Nombre</b>	<b>Número</b>	<b>Potencia (W)</b>	<b>Consumo kWh/día</b>	<b>Consumo kWh/mes</b>	<b>Coste €/mes</b>
Tubo LED 1500 mm	148	24	85,25	2557,44	325,31
Panel LED	59	40	33,04	991,20	126,08
Campana LED	20	150	42,00	1260,00	160,27
Lámpara PL	14	13	2,55	76,44	9,72
Bombilla dicroica	4	6	0,34	10,08	1,28
Downlight extrafino	5	17	1,19	35,70	4,54

Proyector (1)	3	100	3,60	108,00	13,74
Proyector (2)	6	200	14,40	432,00	54,95
<b>Totales:</b>			<b>5.470,86</b>	<b>695,89</b>	

Tabla 4. Datos de las luminarias propuestas

Como se aprecia en las tablas anteriores, existe una diferencia en consumo importante, lo que repercutirá en un coste mensual inferior. En la tabla 5 se muestra la diferencia en consumo respecto a las luminarias presentes y las propuestas.

<b>Diferencia en consumo</b>		
	<b>kWh/mes</b>	<b>Coste €/mes</b>
<b>Totales:</b>	-7.203,42	<b>-916,28</b>

Tabla 5. Diferencia de consumos entre las luminarias presentes y las propuestas.

Ahora, para conocer la viabilidad del cambio de luminarias, así como su amortización, es necesario conocer el coste de las nuevas. En la tabla 26 se muestra el coste de las nuevas luminarias.

<b>Descripción</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio unidad</b>	<b>Total</b>
<b>Sustitución pantalla empotrada 4x18W fluorescente:</b>			
Panel LED 595x595x12 mm 40W 3,822 lm CRI 80 B. frío	59	73,00 €	4.307,00 €
Tasa luminarias LED de 750 gramos a 5 kilos	59	0,12 €	7,08 €
<b>Sustitución tubo T8 1500 mm 58 W:</b>			
Tubo LED 1500 mm 24 W rot 2164 lm 4000K driver aislado	148	21,00 €	3.108,00 €
Tasa luminarias LED hasta 750 gramos	148	0,12 €	17,76 €
<b>Sustitución bombillas halógenas 50W:</b>			
Bombilla microica MR16 6W 480lm 6000K CRI 80	4	9,62 €	38,48 €
Tasa luminarias LED hasta 750 gramos	4	0,12 €	0,48 €
<b>Sustitución bombillas tipo PL 13W:</b>			
Lámpara PL 8W G24 SMD5050 648lm 4000K 105mm	14	13,80 €	193,20 €
Tasa luminarias LED hasta 750 gramos	14	0,12 €	1,68 €
<b>Sustitución campana industrial 400W:</b>			
Campana LED CREE 150W D. Meanwell 13000lm 5000K 90	20	315,00 €	6.300,00 €

Tasa luminarias LED de más de 5 kilos	20	0,12 €	2,40 €
Sustitución downlight 2x26W bajo consumo:			
Downlight extrafino 17W 1400lm D225 mm 6000K	5	20,36 €	101,80 €
Tasa luminarias LED de 750 gramos a 5 kilos	5	0,12 €	0,60 €
Sustitución proyector 200W:			
Proyector LED EPISTAR 100W 9500lm IP65 6500K	3	168,00 €	504,00 €
Tasa luminarias LED de 750 gramos a 5 kilos	3	0,12 €	0,36 €
Sustitución proyector 400W:			
Proyector LED Bridgelux 200W 19000lm IP65 6500K	6	361,62 €	2.169,72 €
Tasa luminarias LED de 750 gramos a 5 kilos	6	0,12 €	0,72 €
<b>Total base:</b>			<b>16.753,28 €</b>
<b>Total IVA:</b>			<b>20.271,47 €</b>

Tabla 6. Coste del cambio a las nuevas luminarias

Con esta información sobre el coste del cambio y la diferencia en consumo al cambiar las luminarias, se puede realizar una tabla de amortización para comprobar la verdadera viabilidad del proyecto. En la tabla 7 se muestra la amortización del cambio de luminarias.

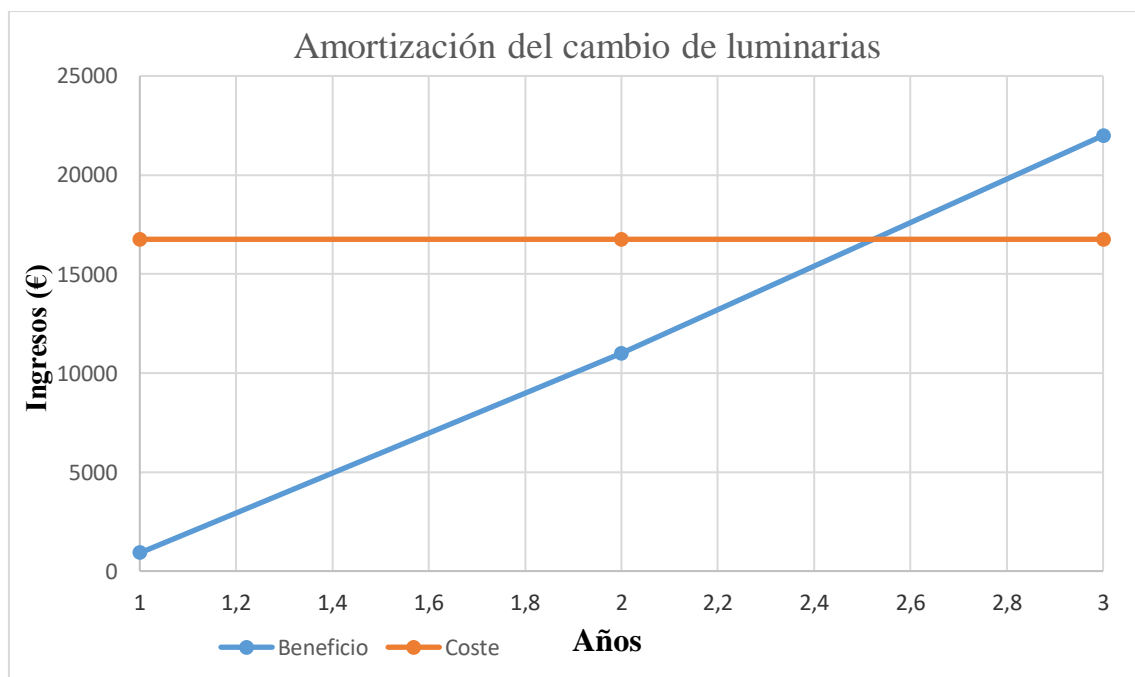


Tabla 7. Amortización del cambio de luminarias

Como se aprecia en la tabla anterior, el cambio de luminarias se amortizaría en algo más de 2 años, lo que el cambio de luminarias se convierte en una alternativa más que viable para aumentar la eficiencia energética de la instalación.

Con esta reforma, si se comparan los resultados obtenidos con el consumo eléctrico anual de los últimos años, se confirma que con un cambio de luminarias se obtendría un ahorro del 40 % del total de la factura de la electricidad.



#### 4. Segunda propuesta de mejora: Instalación solar fotovoltaica



## Climatología

El terreno donde estará ubicada la central fotovoltaica se encuentra en una zona con una climatología que se caracteriza por las altas temperaturas en verano y la aparición de precipitaciones durante la época invernal de forma irregular.

Se observa una correcta radiación durante todas las épocas del año para un buen funcionamiento de las placas solares, ya que el rendimiento de éstas se reducirá en torno a un 4% por cada aumento en 10°C de temperatura por encima de los 25°C.

Tiene inviernos no muy fríos debido a la característica suavizadora de temperatura que hace el mar, los veranos son largos, bastante secos y calurosos, con máximas en torno a los 30°C. Respecto a precipitaciones, se concentran en primavera y otoño, con riesgos de gota fría en esta última estación

## Viento

Según la base de datos del AEMET, la velocidad del viento anual media para la provincia de Valencia es de 6 m/s (21,6 km/h), en los últimos 90 años la racha de viento más alta registrada ha sido de 117 km/h, mientras que la velocidad media más alta es de 70 km/h en este mismo intervalo temporal.

Con estos resultados se puede afirmar que esta zona es apta para la explotación de energía eólica por la velocidad del viento, que se sitúa en unos márgenes óptimos para la generación de energía eólica.

## Temperaturas

Según la base de datos del AEMET, la temperatura media anual en Valencia se encuentra a 17,4°C. Siendo el mes más caluroso del año con un promedio de 24,9°C de agosto y el mes más frío del año es de 11,1°C en el medio de febrero.

Estos resultados son muy favorables debido a que se la temperatura media no excede de los 25°C, lo que haría que disminuyera el rendimiento de los módulos fotovoltaicos.

## Precipitación y sol

Según la base de datos del AEMET, la máxima precipitación diaria registrada es de 151,6 l/m<sup>2</sup> y las máximas horas de sol registradas fueron de 14,4 h en 1945.

Las horas de sol máximas anuales se sitúan en torno a las 10,5 en el mes de julio y bajan hasta las 5 en el mes de diciembre.

Teniendo en cuenta estos valores, se puede afirmar que esta zona es apta por el alto número de horas solares diarias y por la temperatura media anual no exceder de los 25°C.

## 4.1. Antecedentes

Las fuentes de energía renovable han sido aprovechadas por el hombre desde hace mucho tiempo, básicamente acompañadas de la energía animal, y su empleo continuó durante toda la historia hasta la llegada de la Revolución Industrial, en la que la aparición del carbón con una densidad energética muy superior al de la biomasa y en su menor precio, desplazó a éstas.

Las energías renovables son aquellas que se producen de manera continua y son inagotables a escala humana. Además, tienen la ventaja adicional de poder complementarse entre sí, favoreciendo la integración entre ellas.

Son respetuosas con el medio ambiente y, aunque ocasionen efectos negativos sobre el entorno, son mucho menores que los impactos ambientales de las energías convencionales como combustibles fósiles (petróleo, gas y carbón), energía nuclear, etc.

## 4.2. Aplicaciones y ventajas de la energía solar

Aunque la red convencional de suministro eléctrico se encuentra muy extendida, quedan muchos casos en los que un generador fotovoltaico puede competir con ella.

La tecnología fotovoltaica permite realizar instalaciones que alimentan sistemas alejados de la red de distribución, incluso se pueden realizar sistemas de generación distribuida, de tal forma que genere energía en lugares próximos a los puntos de consumo mediante la formación de una pequeña red de distribución.

### 4.2.1. Aplicaciones

Generalmente es utilizada en zonas excluidas de la red de distribución eléctrica o de difícil acceso a ella, pudiendo trabajar de forma independiente o combinada con sistemas de generación eléctrica convencional. Sus principales aplicaciones son:

- Electrificación de: sistemas de bombas de agua, repetidores de TV y telefonía, etc.
- Electrificación de edificaciones aisladas: alumbrado, pequeños electrodomésticos, pequeños consumos no destinados a calentamientos.
- Alumbrado público aislado: aparcamientos, áreas de descanso, etc.
- Balizado y señalización: marítimos, viales, antenas, etc.
- Protección catódica.
- Conexión a la red eléctrica de pequeñas centrales eléctricas que permiten disminuir las pérdidas en la red ya que se acerca al consumo a la generación. Esta solución es la que está generando actualmente el mayor desarrollo de esta energía, ya que se vende a la red con un precio muy atractivo.

### 4.2.2. Ventajas

- No produce polución ni contaminación ambiental.

- Silenciosa.
- Tiene una vida útil superior a 20 años.
- Resistente a condiciones climáticas extremas: granizo, viento, etc.
- No requiere mantenimiento complejo, sólo limpieza de módulo solar y estado de baterías.
- Se puede aumentar la potencia instalada y la autonomía de la instalación incorporando nuevos módulos y baterías respectivamente.
- No consume combustible.

### 4.2.3. Sistemas de conexión a red

Los sistemas conectados a red no tienen sistemas de acumulación ya que la energía producida durante las horas de insolación es canalizada a la red eléctrica.

Estas instalaciones cuentan con sistemas de seguimiento del estado de la tensión de la red de distribución de manera que se garantice el correcto funcionamiento de las mismas en lo referente a la forma de entregar la energía, tanto en modo como en tiempo, evitando situaciones peligrosas.

Por otra parte, se eliminan las baterías que son la parte más cara y compleja de una instalación (ciclos de carga, vida útil, mantenimiento, etc.).

Principales componentes:

- Módulos fotovoltaicos: captan la energía solar.
- Inversor para la conexión a red: es uno de los componentes más importantes: maximiza la producción, transforma la corriente continua en corriente alterna y decide el momento de introducirla en la red de distribución.
- Elementos de protección del circuito: protegen la descarga y derivación de elementos en caso de fallo o situaciones de sobrecarga.
- Contador de energía: mide la energía producida por el sistema fotovoltaico durante su periodo de funcionamiento.

## 4.3. Definiciones y abreviaturas de términos fotovoltaicos

El Sol es una estrella en cuyo interior tienen lugar una serie de reacciones que se transforman en energía. Esta energía liberada del sol se transmite al exterior mediante la denominada radiación solar.

La radiación en el sol es  $63.450.720 \text{ W/m}^2$ . Si se supone que el sol emite en todas direcciones y construimos una esfera que tenga un radio de la distancia de 149.6 millones de km se podrá determinar cuál es la radiación en este punto. Este valor de la radiación solar recibida fuera de la atmósfera sobre una superficie a los rayos solares es conocido como constante solar ( $1.353 \text{ W/m}^2$ ), variable durante el año un  $\pm 3 \%$  a causa de la elipticidad de la órbita terrestre. En la ilustración 4 se muestra la irradiación solar global media en España:

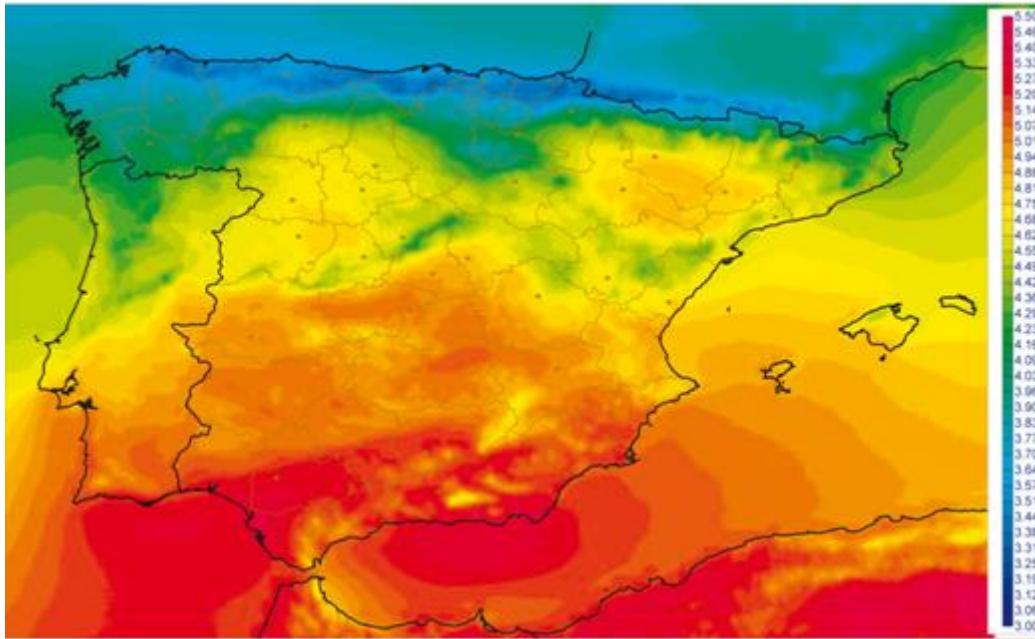


Ilustración 4. Irradiación solar global media en España.

En función de cómo incidan los rayos en la Tierra se distinguen tres componentes de la radiación solar, en la ilustración 5 se muestra la distribución de cada una de las radiaciones:

- Directa: Es la recibida desde el Sol sin que se desvíe en su paso por la atmósfera.
- Difusa: Es la que sufre cambios en su dirección principalmente debidos a la reflexión y difusión en la atmósfera.
- Albedo: Es la radiación directa y difusa que se recibe por reflexión en el suelo u otras superficies próximas.

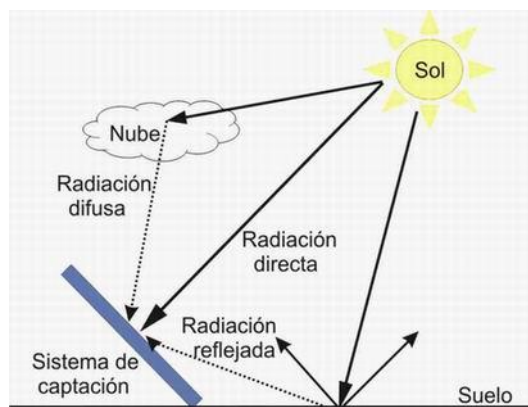


Ilustración 5. Distribución de la radiación solar.

Aunque las tres componentes están presentes en la radiación total que recibe la Tierra, la radiación directa es la mayor y más importante en las aplicaciones fotovoltaicas.

La radiación solar se valora en varias unidades físicas:

**Irradiancia:** Es la magnitud utilizada para describir la potencia incidente por unidad de superficie de todo tipo de radiación electromagnética. Se expresa en la unidad correspondiente del Sistema Internacional con el vatio dividido por metro cuadrado ( $\text{W}/\text{m}^2$ ).

Irradiación: Es la energía que incide por unidad de superficie en un tiempo determinado. Sus unidades en el Sistema Internacional son el julio por metro cuadrado ( $J/m^2$ ). También se emplea la unidad de kilovatio por hora (kWh) en lugar del julio.

$$\text{Irradiación} = \text{Irradiancia} \cdot t$$

Irradiancia espectral: Es la potencia por unidad de superficie y longitud de onda cuya unidad es  $W/(m^2 \cdot nm)$

Flujo radiante: Es la potencia de una radiación electromagnética. También se puede definir como la energía que transportan las ondas por unidad de tiempo.

Intensidad radiante: Es el flujo radiante transportado en una dirección dada en un ángulo sólido unitario (estereorradián). Su unidad de medida en el Sistema Internacional es el vatio por estereorradián ( $W/sr$ ).

## 4.4. Requisitos del diseño

Se colocará una caja general de protección de conexión a la red de baja tensión de la compañía eléctrica. La línea de baja tensión que unirá la central con el centro de transformación se realizará con cables unipolares enterrados bajo tierra.

En los siguientes puntos, se realizará una descripción de los aspectos generales de la instalación y la descripción de los elementos que conforman el proyecto

## 4.5. Elementos principales de la instalación

### 4.5.1. Módulo fotovoltaico

Para seleccionar el tipo de módulo que se utilizará en la instalación se han de estudiar las características de las células que lo forman.

### 4.5.2. Tipos de células fotovoltaicas

Las células fotovoltaicas más utilizadas son las formadas por la unión “p-n” y construidas con silicio monocristalino, aunque existen diversos procedimientos y tipos de materiales para su construcción.

Hay una serie de aspectos que afectan a todos los materiales semiconductores:

- **Cristalinidad:** Indica la ordenación de los átomos en la estructura cristalina. El silicio, como otros materiales, puede aparecer en varias formas: monocristalino, policristalino o amorfo.
- **Coefficiente de absorción:** Indica cómo la luz lejana, que tiene una longitud de onda específica, puede penetrar el material antes de ser absorbida. Un coeficiente de absorción pequeño significa que la luz no es absorbida fácilmente por el material. Depende de dos factores:

- Material que hay encima de la célula: tiene que tener un mínimo coeficiente de absorción.
- Longitud de onda o energía de la luz que es absorbida.
- Coste y complejidad de fabricación: Varían dependiendo del material o materiales utilizados en las capas del semiconductor según los factores:
  - Deposición en diversos compartimientos.
  - Necesidad de trabajar en un ambiente determinado.
  - Cantidad y tipo de material utilizado.
  - Número de pasos implicados.
  - Necesidad de mover las células.
  - Etc.

Las partes más importantes de una célula solar son las capas del semiconductor, ya que es en ellas donde se liberan los electrones y se produce la corriente eléctrica. Para hacer las capas de las distintas células solares se utilizan diferentes materiales semiconductores y cada uno de ellos tiene sus ventajas y sus inconvenientes.

Células de silicio:

- Monocrystalino:
  - Presenta una estructura completamente ordenada.
  - Su comportamiento uniforme lo hace buen conductor.
  - Es de difícil fabricación.
  - Se obtiene de silicio puro fundido y dopado con boro.
  - Se reconoce por su monocromía azulada oscura y metálica.
  - Su rendimiento oscila entre 15 – 18 %.
- Policristalino:
  - Presenta una estructura ordenada por regiones separadas.
  - Los enlaces irregulares de las fronteras cristalinas disminuyen el rendimiento de la célula.
  - Se obtiene de igual forma que la de silicio monocrystalino, pero con menos fases de cristalización.
  - Su superficie está estructurada en cristales con distintos tonos de azules y grises metálicos.
  - Su rendimiento oscila entre 12 – 14 %.
- Amorfo:
  - Presenta un alto grado de desorden.
  - Contiene un gran número de defectos estructurales y de enlaces.
  - Su proceso de fabricación es más simple que en los anteriores y menos costoso.
  - Se deposita en forma de lámina delgada sobre vidrio o plástico.
  - Son eficientes bajo iluminación artificial.
  - Tiene un color marrón homogéneo.
  - Su rendimiento es menor del 10 %.

Otros tipos de células:

- Célula de película delgada:



- Una de las células más desarrolladas de este tipo es la de sulfuro de cadmio (Cd S) y sulfuro cuproso (Cu<sub>2</sub> S).
- Están formadas por la unión de dos materiales.
- Se necesita poco material activo.
- Su proceso de fabricación es sencillo.
- Los materiales utilizados están poco estudiados.
- La tecnología para su obtención está poco desarrollada.
- Tiene un rendimiento del 5 % aproximadamente.
- Célula de Arseniuro de Galio (Ga As):
  - Tiene buenos rendimientos con pequeños espesores.
  - Mantiene sus características a elevadas temperaturas.
  - Presenta tolerancia a radiaciones ionizantes.
  - Elevado coste de producción.
  - Material raro y poco abundante.
  - Tiene un rendimiento del 27 %.

## 4.6. Estructura del módulo fotovoltaico

- La cubierta superior es de un vidrio templado especial, resistente a los golpes y con una superficie exterior sumamente lisa para que no retenga la suciedad. Es muy importante su calidad óptica para asegurar la mayor transparencia a la radiación solar.
- La cubierta inferior suele ser opaca y sólo tiene una función de protección contra los agentes externos. Se suelen utilizar materiales sintéticos, Tedlar u otro vidrio.
- Entre las dos cubiertas, y envolviendo las células y las conexiones eléctricas, se encuentra el material encapsulante, que debe ser transparente a la radiación solar, no alterarse con la radiación ultravioleta y no absorber la humedad. Además, protege a las células ante posibles vibraciones y sirve de adhesivo a las cubiertas. Los materiales que se utilizan son siliconas, polivinilo y sobretodo EVA (etilvinil-acetileno).
- Todo esto se monta sobre un soporte metálico, de aluminio anodizado o acero inoxidable, que confiere al panel rigidez y protección mecánica sobre todo contra el viento. Este soporte tiene taladros que permiten anclarlo y fijarlo a otros paneles.
- Por último, se encuentran los elementos eléctricos externos (cables, bornes, caja de conexión, etc.) que permiten interconectar los paneles entre sí y con la instalación eléctrica exterior.

## 4.7. Riesgos sobre el Medio Ambiente asociados a la fabricación de células fotovoltaicas

Para que la industria fotovoltaica sea considerada una industria sostenible se ha de hacer un análisis desde el punto de vista ambiental y tecnológico de sus impactos durante los procesos de fabricación.

Los riesgos se pueden analizar en función de la tecnología utilizada:

#### Silicio cristalino:

Desde el punto de vista de la salud, el silicio es seguro y no da más problemas que el polvo que se produce por efectos sobre el aparato respiratorio.

El otro material utilizado, el cristal, está también compuesto de silicio, lo que en principio no supone problemas.

Sin embargo, el uso de varios productos químicos en la fabricación de las células como ácido fluorhídrico, ácido nítrico e hidróxido sódico (utilizado en la depuración), precisan medidas que los estabilicen.

Los gases tóxicos utilizados en el dopado del silicio como el bromuro de hidrógeno o derivados del fósforo son productos con riesgos para la salud. Normalmente son productos potenciales del efecto invernadero y se deben minimizar sus emisiones.

#### Silicio amorfo:

En su fabricación se utiliza gas silano que es muy inflamable y explosivo en bajas concentraciones (4.5%).

Hay que establecer perímetros de seguridad alrededor de plantas de manufactura entre 15 y 100 metros.

El problema de este proceso es la cantidad de gas necesario. Para producciones superiores a 100 MW empezarán las complicaciones.

#### Cd Te:

El cadmio es un producto peligroso para la salud, es cancerígeno.

Dada su alta toxicidad, en las plantas de Cd Se se extreman las medidas de seguridad.

Un problema para estos tipos de células solares son las altas temperaturas, como, por ejemplo, en caso de incendio. No obstante, el punto de fusión de Cd Te es 1.050°C, demasiado elevado en caso de incendios en edificios residenciales, pero no en fuegos industriales donde existen otros tipos de combustibles y puede fundirse el cadmio.

Sin embargo, en los ensayos realizados en laboratorio a 1.100°C se prueba que el telurio de cadmio líquido es capturado por el cristal del módulo.

Las emisiones que se producen están lejos de ser peligrosas si se comparan con las de pequeñas baterías de níquel-cadmio.

#### CIS:

Se ha de señalar la toxicidad del cobre y, en menor medida, las del indio y el selenio.

El principal problema está asociado al uso del hidrógeno de selenio, que es muy peligroso, lo que obliga a manipularlo en atmósferas cerradas especiales en depresión y con fuertes controles.

#### Ga As:

En su fabricación se utilizan gases como el As H<sub>3</sub> y el PH<sub>3</sub> que son sustancias peligrosas pudiendo suponer un riesgo elevado su transporte.

No obstante, se tiende a los sistemas de concentración en lugar de los paneles planos, por lo que la necesidad de material será mucho menor que en otros tipos de sistemas.

## 4.8. Fabricación de los módulos fotovoltaicos

La fabricación de los módulos tiene las siguientes etapas:

- Interconexión de células: una vez que se dispone de las células seleccionadas y agrupadas, se interconectan en serie para conseguir una tensión normalizada y, por tanto, fácil para trabajar con ella.
- Laminación: realizado el circuito electrónico, se colocan por una parte el cristal y una capa encapsulante, y por la contraria otra capa de encapsulante y la de protección exterior, y se introduce todo en un horno especial para su laminación.
- Vacío: se realiza para eliminar toda bolsa de aire que pueda quedar en el interior.
- Fundido del encapsulante: se aumenta la temperatura para que el encapsulante se funda con las células y los contactos.
- Colocación del marco: Una vez todas las capas forman un bloque compacto, se aplica el marco soporte con silicona para permitir las dilataciones del conjunto.
- Incorporación de bornes de conexión.
- Realización de pruebas para clasificar los módulos por potencias: Igual que las células, los módulos han de tener características similares para un mejor rendimiento.

### 4.8.1. El inversor y el generador fotovoltaico

Para mejorar el rendimiento y la eficiencia de la instalación fotovoltaica, es importante realizar una configuración adecuada.

En la actualidad, existe una amplia variedad de inversores desde pequeñas potencias del orden de cientos de vatios hasta del orden de decenas de kilovatios en un único inversor.

El tipo de configuración de la instalación determinará el número, rango de tensiones y potencia de los inversores.

### 4.8.2. Inversor

El inversor será el dispositivo que transformará la corriente continua suministrada por los sistemas fotovoltaicos o sus componentes de almacenamiento en corriente alterna, necesaria para alimentar la mayoría de los receptores domésticos.

Para conseguir la máxima eficiencia del conjunto generador fotovoltaico inversor, la relación entre la potencia nominal del inversor y la potencia pico del generador fotovoltaico que se conecta al inversor debe ser del orden de 0.7 a 0,8 para climas como los de España.

En general, la potencia del inversor no debe ser superior a la potencia pico del generador fotovoltaico, ya que el inversor no funcionará a su potencia nominal debido que, en condiciones climáticas reales, un generador fotovoltaico nunca trabajará en condiciones STC (Condiciones normalizadas para el ensayo de paneles: Radiación solar de 1000 W/m<sup>2</sup>, temperatura de la célula fotovoltaica 25°C, Valor espectral = 1,5 AM).

Cuando se seleccione el inversor, debe asegurarse de que para cualquier condición climática de irradiación y temperatura funcionará correctamente y que la eficiencia máxima del inversor se corresponda con el rango de irradiación más frecuente del lugar.

Se debe garantizar que, para cualquier condición climática, el rango de tensiones a la salida del generador fotovoltaico debe estar dentro del rango de tensiones admisibles en la entrada del inversor. En este sentido hay que tener en cuenta que la tensión en la salida del generador fotovoltaico varía con la temperatura.

Para seleccionar el inversor a utilizar en este diseño, tenemos diversas opciones, pues la potencia a suplir puede ser dada por un único inversor o por la suma de la potencia de varios inversores. Para este diseño utilizaremos dos inversores distintos para realizar un estudio más amplio y así tomar una decisión más sólida en base a los datos de producción y económicos hallados.

Ambos inversores son trifásicos, pero de una potencia en la parte de continua y alterna completamente distintas. Siendo el primero a estudiar de 100 kW en la parte de alterna y 120 kW en la parte de continua. El segundo inversor con el que realizaremos el estudio será uno de 25 kW en la parte de alterna y 26.5 kW en la parte de continua, ya que con un solo inversor no supliremos la demanda de la instalación, necesitaremos cuatro de este mismo modelo. Sí es verdad, que podríamos haber elegido cinco inversores de 20 kW, diez de 10 kW o plantear la opción de utilizar microinversores, lo que significaría el uso de un único inversor por placa.

Se han elegido las dos opciones previamente mencionadas para simplificar cálculos.

### 4.8.3. Seguidores solares

Un seguidor solar es un dispositivo mecánico capaz de orientar los paneles solares de forma que éstos permanezcan aproximadamente perpendiculares a los rayos solares, siguiendo al sol desde el este en la alborada hasta el oeste en la puesta. Los seguidores solares son usados en todas las tecnologías de seguimiento solar: energía solar fotovoltaica convencional, energía solar fotovoltaica de concentración y energía termosolar de concentración.

Se utilizan para aumentar la radiación recibida por los paneles: los paneles se orientan siempre hacia el sol y aumenta la cantidad de energía generada:

- Entre un 30 y un 48 % más de energía generada en un año en instalaciones de conexión a red.
- Hasta un 70 % de aumento de la potencia entrega a las bombas de agua.

Existen de varios tipos:

- En dos ejes: la superficie se mantiene siempre perpendicular al sol. Existen dos tipos:
  - Monoposte: un único apoyo central.
  - Carrousel: Varios apoyos distribuidos a lo largo de una superficie circular.
- En un eje polar: la superficie gira sobre un eje orientado al sur e inclinado un ángulo igual a la latitud. El giro se ajusta para que la normal a la superficie

coincida en todo momento con el meridiano terrestre que contiene al Sol. La velocidad de giro es de  $15^\circ$  por hora, como la del reloj.

- En un eje azimutal: la superficie gira sobre un eje vertical, el ángulo de la superficie es constante e igual a la latitud. El giro se ajusta para que la normal a la superficie coincida en todo momento con el meridiano local que contiene al Sol. La velocidad de giro es variable a lo largo del día.
- En un eje horizontal: la superficie gira en un eje horizontal y orientado en dirección norte-sur. El giro se ajusta para que la normal a la superficie coincida en todo momento con el meridiano terrestre que contiene al Sol.

La utilización de seguidores solares reduce las pérdidas en la instalación:

- Los inversores trabajan durante más horas en las zonas de rendimiento, resultando en un rendimiento superior al rendimiento europeo definido para sistemas fijos.
- Las pérdidas por reflectancia angular son muy inferiores ya que los rayos solares inciden de forma perpendicular a la célula fotovoltaica.
- Las células fotovoltaicas operan a menor temperatura debido a la mejor aireación de los módulos.
- Las pérdidas por polvo y por suciedad se reducen,
- Mejor calidad de la onda de corriente de salida al trabajar a potencia nominal durante más horas.

### Rentabilidad del seguimiento solar

El coste y la energía generada dependen del tipo de seguidor.

De forma general, se suele admitir que el seguimiento azimutal recoge de un 10% a un 20% más que las estructuras fijas.

Los seguidores azimutales pueden llegar hasta el 25%.

Entre los distintos seguidores a dos ejes existen variaciones de entre el 30% y el 45% de incremento de producción frente a las instalaciones fijas, así como variaciones importantes en el coste de los equipos y de las cimentaciones.

Los parámetros más importantes para comparar los seguidores solares son:

- Incremento de producción de energía
- Coste del equipo e instalación del mismo
- Resistencia al viento
- Disponibilidad
- Mantenibilidad

### 4.8.4. Cableado

Los tramos de cableado deben cumplir el reglamento electrotécnico de baja tensión (REBT 2002) en ambos tramos, el de continua desde el campo al inversor, y el de alterna desde el inversor a la red.

Elegir una sección adecuada es importante, ya que una mala elección puede suponer una caída de tensión más elevada en el conductor, lo que se traduce en un aumento de la corriente y su correspondiente aumento de temperatura.

Un aumento de temperatura puede repercutir tanto en un peligro de incendio como en el deterioro del material aislante que lo recubre, aumentando la posibilidad de cortocircuito.

La determinación reglamentaria de la sección de un cable consiste en calcular la sección mínima normalizada que satisface simultáneamente las dos condiciones siguientes:

- Criterio térmico o de la máxima intensidad admisible

La temperatura del conductor del cable en régimen permanente no deberá ser en ningún momento mayor que la máxima admisible de los materiales que se usan como aislamiento del cable.

La temperatura máxima del conductor varía en función del tipo de aislamiento que haya, siendo esta de 90°C para polietileno reticulado (XLPE) y de 70°C para etileno propileno (EPR) y PVC.

En nuestro caso se ha elegido el XLPE por su alta temperatura máxima y gran aislamiento.

Por último, se aplicará un factor de seguridad del 25%.

- Criterio de la caída de tensión

La circulación de corriente a través del cable produce una caída de tensión que provocará una pérdida de potencia.

Esta caída de tensión no podrá ser mayor que 1.5% para los conductores de la parte de CC y de 2% para los de CA.

Normalmente, sin embargo, se dimensiona el conductor con un límite menor para así disminuir al máximo las pérdidas, pérdidas que sobre todo se hacen notar con longitudes largas del conductor.

Las líneas de CC serán de dos conductores, uno positivo y otro negativo. Las líneas de CA serán de cuatro conductores, tres de fase y uno para neutro.

Por último, hay que recordar que es muy importante minimizar todo lo posible la longitud del cable a utilizar.

#### 4.8.5. Tubos y canalizaciones protectoras

Las características de protección de la unión entre el tubo y sus accesorios no deben ser inferiores a los declarados para el sistema de tubos.

La superficie interior de los tubos no deberá presentar en ningún punto aristas, asperezas o fisuras susceptibles de dañar los conductores o cables aislados o de causar heridas a instaladores o usuarios.

Las dimensiones de los tubos no enterrados y con unión roscada utilizados en las instalaciones eléctricas son las que se prescriben en la UNE-EN 60.423. Para los tubos enterrados, las dimensiones se corresponden con las indicadas en la norma UNE-EN 50.086 -2-4. Para el resto de los tubos, las dimensiones serán las establecidas en la norma correspondiente de las citadas anteriormente. La denominación se realizará en función del diámetro exterior. El diámetro interior mínimo deberá ser declarado por el fabricante.

En lo relativo a la resistencia a los efectos del fuego considerados en la norma particular para cada tipo de tubo, se seguirá lo establecido por la aplicación de la Directiva de Productos de la Construcción (89/106/CEE).

##### Tubos en canalizaciones enterradas

En las canalizaciones enterradas, los tubos protectores serán conformes a lo establecido en la norma UNE-EN 50.086 2-4 y sus características mínimas serán, para las instalaciones ordinarias las indicadas a continuación en la tabla 8:

<b>Característica</b>	<b>Código</b>	<b>Grado</b>
Resistencia a la compresión	NA	250 N/450 N / 750
Resistencia al impacto	NA	Ligero / Normal / Normal
Temperatura mínima de instalación y servicio	NA	NA
Temperatura máxima de instalación y servicio	NA	NA
Resistencia al curvado	1-2-3-4	Cualquiera de las especificadas
Propiedades eléctricas	0	No declaradas
Resistencia a la penetración de objetos sólidos	4	Protegido contra objetos D> 1 mm

Resistencia a la penetración del agua	3	Protegido contra el agua en forma de lluvia
Resistencia a la corrosión de tubos metálicos y compuestos	2	Protección interior y exterior media
Resistencia a la tracción	0	No declarada
Resistencia a la propagación de la llama	0	No declarada
Resistencia a las cargas suspendidas	0	No declarada

Tabla 8. Norma UNE-EN 50.086 2-4

Se considera ligero aquel suelo uniforme que no sea del tipo pedregoso y con cargas superiores ligeras, como, por ejemplo, aceras, parques y jardines. Suelo pesado es aquel del tipo pedregoso y duro y con cargas superiores pesadas, como, por ejemplo, calzadas y vías férreas.

En la tabla 9 que se muestra a continuación, figuran los diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir, en cada uno de los tramos de la instalación.

Líneas	Sección nominal de los conductores (mm <sup>2</sup> )	Diámetro exterior de los tubos (mm)
Sección A-A'	4x(1x6 mm <sup>2</sup> )	50 mm
Sección B-B'	4x(1x6 mm <sup>2</sup> )	50 mm
Sección C-C'	4x(1x6 mm <sup>2</sup> )	50 mm
Sección D-D'	4x(1x6 mm <sup>2</sup> )	50 mm
Sección E-E'	2x(1x16 mm <sup>2</sup> )	63 mm
Sección F-F'	2x(1x16 mm <sup>2</sup> )	63 mm
Sección G-G'	2x(1x16 mm <sup>2</sup> )	63 mm
Sección H-H'	10x(1x16 mm <sup>2</sup> )	90 mm



Tabla 4. Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y sección de los conductores

## Tubos en canalizaciones empotradas

En las canalizaciones empotradas, los tubos protectores podrán ser rígidos, curvables o flexibles para tubos empotrados en obras de fábrica (paredes, techos y falsos techos), huecos de la construcción o canales protectoras de obra como se muestra en la tabla 3.

<b>Característica</b>	<b>Código</b>	<b>Grado</b>
Resistencia a la compresión	2	Ligera
Resistencia al impacto	2	Ligera
Temperatura mínima de instalación y servicio	2	-5°C
Temperatura máxima de instalación y servicio	1	+60°C
Resistencia al curvado	1-2-3-4	Cualquiera de las especificadas
Propiedades eléctricas	0	No declaradas
Resistencia a la penetración de objetos sólidos	4	Protegido contra objetos $D > 1 \text{ mm}$
Resistencia a la penetración del agua	2	Contra gotas de agua cayendo verticalmente cuando el sistema de tubos está inclinado 15°
Resistencia a la corrosión de tubos metálicos y compuestos	2	Protección interior y exterior media
Resistencia a la tracción	0	No declarada
Resistencia a la propagación de la llama	1	No propagador
Resistencia a las cargas suspendidas	0	No declarada

Tabla 9. Tipos de tubos protectores según uso

## 4.9. Curvas características

La representación típica de la característica de salida de un dispositivo fotovoltaico se denomina curva intensidad-tensión (curva I-V).

La corriente y la tensión a las que opera un dispositivo fotovoltaico están determinadas por:

- Radiación solar incidente.
- Temperatura ambiente.
- Características de la carga conectada al mismo.

La curva intensidad-tensión que define el comportamiento de una célula fotovoltaica es la representada en la ilustración 6:

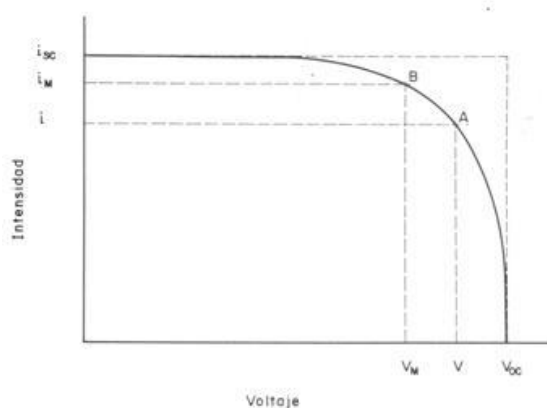


Ilustración 6. Curva característica I-V

- Corriente de cortocircuito ( $I_{cc}$ ): es la máxima corriente que puede entregar una célula a tensión nula, en determinadas condiciones de radiación y temperatura. Se puede medir directamente con un amperímetro conectado a la salida de la célula fotovoltaica.
- Tensión de circuito abierto ( $V_{ca}$ ): es la máxima tensión que puede entregar una célula a corriente nula, en determinadas condiciones de radiación y temperatura. Su medida se realiza conectando un voltímetro entre bornes.
- Potencia de pico ( $P_p$ ): es la máxima potencia que puede suministrar una célula y corresponde al punto de la curva donde el producto de la tensión por la corriente es máximo. Todos los restantes puntos de la curva generan valores inferiores.
- Corriente a máxima potencia ( $I_{mp}$ ): corriente que entrega la célula a potencia máxima bajo unas determinadas condiciones de radiación y temperatura. Se utiliza como corriente nominal de la célula.
- Tensión a máxima potencia ( $V_{mp}$ ): tensión que entrega la célula a potencia máxima bajo unas determinadas condiciones de radiación y temperatura. Se utiliza como tensión nominal de la célula.

Hay que tener en cuenta que:

- La tensión varía en función de la temperatura.
- La corriente que la célula suministra a una carga exterior es proporcional a la intensidad de la radiación y a la superficie de la célula.

## 5. Normativa sobre Instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red



## Ayudas y subvenciones

Actualmente, las líneas de ayudas desde el 2006 establecidas en el Plan de Energías Renovables en España 2005 – 2010 (PER) han sido transferidas a las Comunidades Autónomas. Las instalaciones fotovoltaicas aisladas continuarán recibiendo subvenciones, mientras que las conexiones a red se beneficiarán exclusivamente de las primas a recibir por la energía vendida a la red.

- Instalaciones fotovoltaicas aisladas: en el PER 2005 – 2010 se establecen ayudas a la inversión a fondo perdido.
- Instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red: se establecen incentivos a la explotación mediante la tarifa regulada establecida en el R.D. 436/2004, de 12 de marzo, pero no ayudas a la inversión. Solamente algunas aplicaciones especiales como aquellas de innovación, demostración o para Entes Locales podrán recibir ayudas a la inversión.

Además, las Comunidades Autónomas pueden disponer de programas de subvenciones propios para estas instalaciones totalmente compatibles con las ayudas procedentes de la Administración General del Estado, y se obtienen una serie de beneficios fiscales.

## Condiciones de diseño de una instalación concertada a red

Dentro del mundo de la energía solar fotovoltaica, el campo denominado ‘Instalaciones Conectadas a Red’ es el más utilizado.

Estos sistemas se basan en captar la radiación solar emitida hacia la Tierra todos los días del año y transformarla en energía eléctrica mediante la instalación de un campo fotovoltaico compuesto por paneles solares.

Posteriormente, esa energía generada se vierte directamente en la red de distribución eléctrica mediante un inversor de corriente específica para este tipo de instalaciones. Al contrario que en los sistemas aislados, la energía captada no se almacena en acumuladores para aprovecharla en periodos de baja o nula radiación solar.

Estas instalaciones, y de una forma básica, las podemos dividir en dos tipos:

- Sobre una edificación:  
Esencialmente el sistema se compone de un campo de paneles fotovoltaicos y un inversor de características especiales, y que es el elemento clave de la conexión.
- En el suelo:  
Se trata de grandes centrales solares fotovoltaicas, generalmente son grandes extensiones con paneles fotovoltaicos que pueden estar fijos al terreno y con sistemas de seguimiento solar a fin de optimizar la captación de radiación solar.

Normalmente estas instalaciones se ubican en la proximidad de subestaciones o líneas eléctricas que faciliten su conexión a la red eléctrica.

Características de un sistema de conexión a red:

- No puede contar con ningún mecanismo de acumulación de energía (baterías), por lo tanto:
  - El mantenimiento de la instalación resulta algo más sencillo.

- Los costes de conservación son más baratos.
- Si la instalación se realiza en un emplazamiento donde ya exista un consumo, por ejemplo, un edificio, el usuario no percibe ningún cambio en el servicio eléctrico, manteniendo la misma seguridad de suministro y sabiendo que cada kW que produzca el generador contribuirá a disminuir la generación de energía eléctrica por otros medios contaminantes.  
En este caso los consumos se atienden mediante el suministro convencional ya existente, mientras que la energía generada se vierte en su totalidad a la red de distribución.
- Las grandes instalaciones de conexión a red suelen darse en forma de grandes huertas solares que permiten la recuperación de la inversión y la generación de beneficios continuos para el inversionista durante toda la vida de la instalación fotovoltaica.  
Este tipo de instalaciones han de ser proyectadas conforme a la normativa medioambiental, debido a su impacto en el entorno.  
Además, se deberá tener en cuenta la capacidad de las líneas de distribución, y en su caso de los centros de transformación, a las que se pretende verter la energía generada.

Las condiciones de diseño que aquí se citan están recopiladas del Código Técnico de la Edificación (CTE), dentro de la Exigencia Básica HE 5: “Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica”, y del pliego de condiciones del IDAE.

## Sistemas generadores fotovoltaicos

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

- Centro Nacional de Energías Renovables CENER.
- Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT.
- Join Research Centre Ispra, etc.

El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble:

- Modelo y nombre o logotipo del fabricante.
- Identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

Características técnicas:

- 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 de  $\pm 10\%$  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 del encapsulante.
- Se valorará positivamente una alta eficiencia de las células.
- La estructura del generador y los marcos metálicos de los módulos cuando las tensiones nominales en continua superen los 48V se conectarán a tierra.
- Por motivos de seguridad, y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

## 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, con la radiación solar existente, pueda proporcionar.

Los inversores que se utilizan en las instalaciones conectadas a red son específicos, puesto que deberán asegurar el seguimiento de los valores de tensión y frecuencia de la red de distribución a la que están conectados, así como impedir el funcionamiento en modo isla en caso que se descargue la línea para realizar labores de mantenimiento.

Deberán cumplir los requisitos especificados en el Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de distribución, en cuanto a:

- Forma de conexión.
- Rangos de tensión y frecuencia admitidos.
- Factor de potencia.
- Dispositivos y elementos de seguridad con que debe contar la instalación en general, etc.

El IDAE, en su pliego, señala las siguientes pautas para inversores conectados a la red:

Características técnicas:

- El principio de funcionamiento será una fuente de corriente.
- Serán autoconmutados.
- Tendrán un seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionarán en isla o modo aislado.
- 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.
  - Frecuencias 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. Podrá ser externo al inversor.
- El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiación solar un 10% superiores a las condiciones estándar de medida (CEM). Además, soportará picos de magnitud un 30% superiores a las CEM durante periodos 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 hubiera) para inversores de potencia inferior a 5 kW, y al 90% y 92 % para inversores mayores de 5 kW.
- El autoconsumo del inversor en modo nocturno ha de ser inferior al 0.5 % de potencia nominal.
- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0.95 entre el 28 y el 100 % de la potencia nominal.
- A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá verter energía en red.
- Los inversores tendrán un grado de protección mínimo:
  - IP20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles
  - IP30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles
  - IP65 para inversores instalados a la intemperie
- Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales:
  - Entre 0 y 40°C de temperatura.
  - Entre 0 y 85% de humedad relativa.

## Protecciones

Las instalaciones realizadas en baja tensión 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 trifásica, las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1.1 y 0.85 V respectivamente) serán para cada fase.

Se dispondrá de:

- Interruptor magnetotérmico en el punto de conexión, accesible a la E.D.
- Interruptor diferencial.
- Interruptor automático de la interconexión con relé de enclavamiento accionado por variación de tensión (0.85 – 1.1 Vm) o frecuencia (49 – 51 Hz).
- 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. En general, varias de estas protecciones están adaptadas a los inversores comerciales; así sucede con la separación galvánica, con las protecciones de máxima y mínima tensión y frecuencia.

## Cableado

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos:

- Los conductores de la parte de continua deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior al 1.5%.
- Los conductores de la parte de alterna deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior al 2%.
- Se incluirá toda la longitud de cable de continua y de alterna, debiendo tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.
- Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

## Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas

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

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

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

## Comentarios generales

Las condiciones técnicas indicadas son las del obligado cumplimiento según el R.D. 1663/2000. Sin embargo, existe más normativa que es necesario aplicar y que se resume en lo siguiente:

- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT).
- Especificaciones Técnicas Particulares de las Comunidades Autónomas.
- Especificaciones Técnicas Particulares de la Compañía Distribuidora.
- Normas nacionales que afecten a los equipos que componen las instalaciones fotovoltaicas.

Consideraciones Técnicas:

- Puesta a tierra:

- Para que el interruptor diferencial obligatorio por el R.D. 1663/2000 funcione, la instalación debe estar puesta a tierra.
- La estructura soporte metálica de los módulos fotovoltaicos, así como los marcos de éstos, se conectarán a tierra como medida de seguridad frente a descargas de origen atmosférico.
- Cuando la tensión de la parte de corriente continua es superior o igual a 48 V, es obligatorio por el REBT que se instalen medios de protección contra contactos indirectos.

En general se emplea la clase II de los equipos, así los paneles y los cables deben ser de esta clase. No obstante, en instalaciones grandes y con elevados niveles de tensión en corriente continua se recomienda instalar un detector de defecto de aislamiento.

- Otras medidas:
  - Pensar en la posibilidad de retirar el inversor para su reparación, para lo cual deben existir cajas de conexiones, interruptores o terminales de clase II, de forma que cuando se retire el inversor no mantengan tensión ni en la parte de continua ni en la de alterna.

En la parte de alterna se puede utilizar un interruptor frontera, y en la de continua un interruptor general, seccionador fusible o terminal clase II.

- Pensar en la posibilidad de reparar o limpiar el módulo fotovoltaico cuando la tensión en la parte de continua es elevada ( $>120$  V), en cuyo caso se debe disponer de interruptores intermedios en el campo fotovoltaico o terminales clase II para interconectar los módulos en serie, de manera que cuando se acceda a un módulo, la tensión máxima alcanzable sea menor de 48 V.

## Dimensionamiento de la instalación

A diferencia de una instalación aislada, donde se deben satisfacer unas necesidades energéticas, las instalaciones conectadas a red tienen como objetivo la producción energética para, posteriormente, ser introducida en la red de distribución.

Dado que no hay dichas necesidades, estas instalaciones buscan una buena producción energética para obtener unos resultados económicos tales que hagan atractivos los tiempos de retorno de la inversión inicial.

En consecuencia, el procedimiento de dimensionamiento de estas instalaciones difiere con el de las instalaciones aisladas, aunque en ambos casos llegan a manejarse en una gran mayoría las mismas expresiones para el cálculo de algunos parámetros.

Básicamente, se busca conocer la producción energética de un campo solar, que estará definido por las características técnicas del módulo solar y del inversor empleados.

Con carácter general, el dimensionamiento, y en consecuencia la potencia de las instalaciones solares fotovoltaicas, pueden estar condicionados por los siguientes factores:

- Condiciones económicas.
- Condiciones del espacio físico en donde se va a implantar la instalación.

- Condiciones de la capacidad en el punto de conexión a red.
- Condiciones de la capacidad de evacuación de energía de la línea eléctrica.
- Otros condicionamientos (urbanísticos, ambientales, etc.).

En este caso, la instalación tendrá una potencia que resulte de satisfacer dichos posibles condicionantes, y el dimensionamiento se efectuará conforme a lo que se indica a continuación.

Además de lo anterior, algunas de las instalaciones solares fotovoltaicas pueden estar sujetas al cumplimiento de la HE 5 del CTE. En este caso, la potencia mínima a instalar está condicionada por el tipo de edificación y su superficie construida, así como por la zona climática en donde se ubique ésta.

El método de dimensionamiento es el siguiente:

- Determinar la cantidad de energía incidente disponible en la ubicación de la instalación.
- Determinar las pérdidas por efecto de la orientación e inclinación del campo de captación, así como de las sombras, si las hubiese.
- Definir los principales elementos que constituyen la instalación. Si la instalación está sujeta al cumplimiento del CTE, la potencia del campo solar y la potencia nominal del inversor deberán cumplir los requisitos mínimos establecidos en éste.
- Determinar el valor que define el rendimiento de la instalación (PR) y que contemple la eficiencia de los elementos integrantes y su respuesta ante factores como la temperatura, el comportamiento de la red, factores ambientales, etc.
- Estimar la producción energética mensual y anual de la instalación.

Determinación de la cantidad de energía incidente disponible en la ubicación de la instalación:  $G_{dm}(\alpha, \beta)$

- El nivel de radiación incidente por unidad de superficie horizontal (valor promedio de un día del mes) del lugar elegido para el emplazamiento de la instalación, expresado en kWh/ (m<sup>2</sup> día). Se realizará un estudio mes a mes del nivel de radiación.
- Los valores de factores de corrección K para el cálculo de la energía incidente sobre una superficie inclinada, correspondiente al plano de captación de los módulos solares, una vez conocida la incidente sobre una superficie horizontal. De este factor de corrección K debe tomarse también el correspondiente para cada mes.

En consecuencia, para la determinación de  $G_{dm}(\alpha, \beta)$  de cada mes se procederá de la siguiente manera:

$$G_{dm}(\alpha, \beta)_{\text{enero}} = G_{dm}(0)_{\text{enero}} \cdot K_{\text{enero}} \cdot FI \cdot FS$$

$$G_{dm}(\alpha, \beta)_{\text{diciembre}} = G_{dm}(0)_{\text{diciembre}} \cdot K_{\text{enero}} \cdot FI \cdot FS$$

## Determinación de pérdidas por orientación e inclinación y sombras

Se trata de determinar los valores para los factores FI y FS. Para este caso existen unos valores límite para las pérdidas por orientación e inclinación y de sombras fijados por el CTE en la HE 5 mostrados en la tabla 6:

<b>Caso</b>	<b>Orientación e inclinación</b>	<b>Sombras</b>	<b>Total</b>
General	10%	10%	15%
Superposición	20%	15%	30%
Integración arquitectónica	40%	20%	50%

*Tabla 6. Valores límite para las pérdidas por orientación e inclinación y de sombras*

## Definir los principales elementos que constituyen la instalación

En este apartado se deben definir los elementos que van a formar parte de la instalación, puesto que sus características técnicas intervendrán en el diseño de la misma:

- Módulo solar a emplear: Se deben conocer:
  - La potencia pico.
  - Las tensiones máximas en condiciones de trabajo.
  - Las tensiones en circuito abierto.
  - Las intensidades máximas en condiciones de trabajo y en cortocircuito.

Estos datos se obtienen de los valores de catálogo ofrecidos por el fabricante. Conocidos estos datos se podrán establecer las condiciones de las ramas fotovoltaicas, que no podrán sobrepasar los valores máximos fijados por el fabricante para el inversor.

- Inversor de corriente a emplear: determinará los valores máximos para los datos anteriormente citados relativos a los módulos solares, así como su potencia máxima de entrada y la potencia nominal o de salida. Se debe tener en cuenta que la potencia nominal de la instalación es la suma de la potencia nominal de cada uno de los inversores en paralelo.
- Una vez conocidos los módulos fotovoltaicos y el inversor a emplear, se debe establecer la forma de conexión de los módulos solares, formando ramas con módulos en serie de tal forma que no se superen los valores máximos permitidos de tensión máxima en condiciones de trabajo y de tensión en circuito abierto que soporta el inversor. Se puede ver en la ilustración 6.

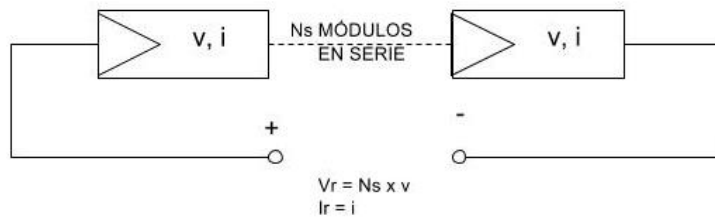


Ilustración 6. Conexión de módulos en serie

Tensión de la rama formada:  $V_{rama} (V_r) = V_{módulo} (v) \times N^{\circ} \text{módulos en serie} (N_s)$

Intensidad de la rama formada:  $I_{rama} (I_r) = I_{módulo} (i)$

- Conocidas las condiciones de rama, se determina el número de ramas iguales en paralelo que se pueden conectar a cada inversor, lo cual estará limitado por la intensidad máxima en condiciones de trabajo y en cortocircuito que éste soporta. El número de ramas en paralelo forma el generador fotovoltaico. Se puede ver en la ilustración 7.

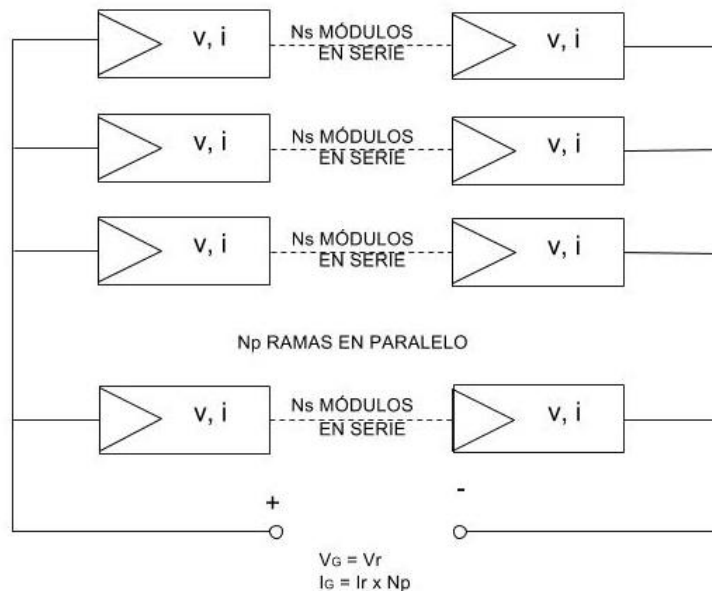


Ilustración 7. Conexión de módulos en paralelo

Tensión e intensidad del generador fotovoltaico formado:

Tensión: La de las ramas puestas en paralelo:  $V_G = V_r$

Intensidad: Suma de la intensidad de cada una de las ramas:  $I_G = I_r \times N_p$

- La configuración campo fotovoltaico e inversor a emplear se denomina grupo, y se diseñarán tantos grupos como requiera la potencia del campo solar a instalar. Se puede ver en la ilustración 8.

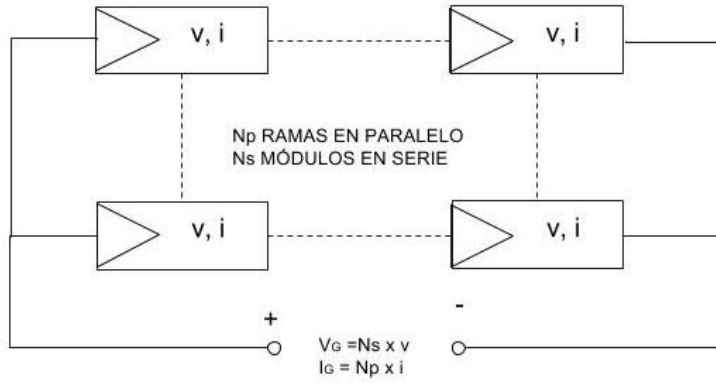


Ilustración 8. Conexión de grupos

Es posible que sean necesarias varias combinaciones entre módulos, inversores y formas de conexión de las ramas y los grupos hasta llegar a la configuración definitiva. Incluso puede ser necesario cambiar alguno de los elementos inicialmente previstos por imposibilidad de adaptación a la configuración propuesta.

Ejemplo de configuración de un grupo, ilustración 9:

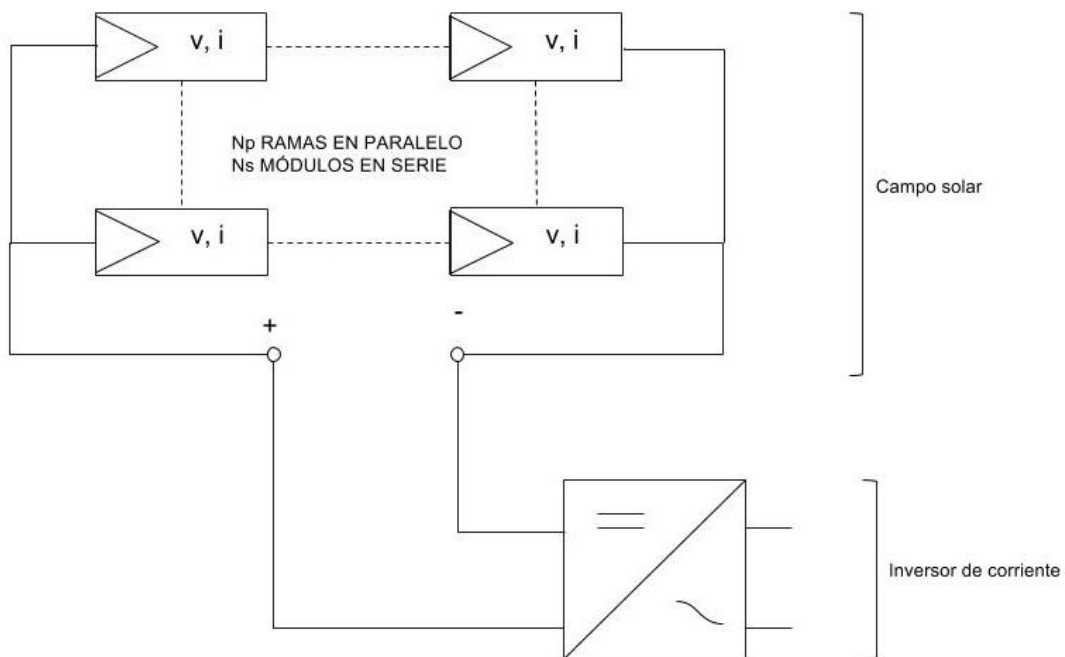


Ilustración 9. Ejemplo de configuración de un grupo

En la ilustración 10, vemos el diagrama de bloques de una instalación fotovoltaica conectada a red:

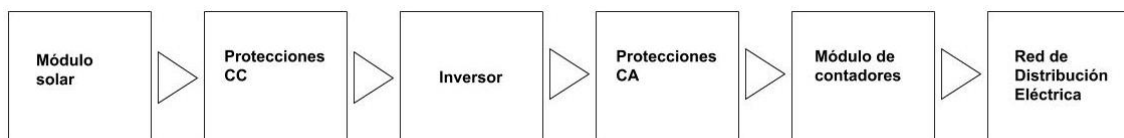


Ilustración 10. Diagrama de bloques de una instalación conectada a red

## Rendimiento energético de la instalación (PR)

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

Este factor considera las pérdidas en la eficiencia energética debidas a:

- Efecto de la temperatura en las células fotovoltaicas.
- Dispersión de los módulos solares.
- Suciedad de los módulos solares.
- Pérdidas en el cableado.
- Errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.
- Otros.

Los elementos integrantes del campo solar definen la mayoría de estos parámetros.

PR puede englobar tantos factores como el diseñador pueda cuantificar, a fin de establecer un valor de eficiencia de la instalación lo más aproximado a las condiciones reales.

Se estima mediante la siguiente expresión y su valor varía en el tiempo en función de las distintas condiciones a las que se ve sometida la instalación:

$$PR (\%) = (100 - A - P_{temp}) \cdot B \cdot C \cdot D \cdot E \cdot F$$

Cada uno de los términos de la expresión de PR se explicará por separado.

- A es la suma de otros tres parámetros:

$$A = A1 + A2 + A3$$

○ A1:

- Representa la dispersión de los parámetros entre los módulos, debido a que no operan normalmente en las mismas condiciones que las reconocidas como estándar de medida, CEM.
- Un rango de valores del 10% es de una dispersión elevada, entre un 5% y un 3% es un valor adecuado, y valores inferiores al 3% se identifican con un buen módulo solar, y, en consecuencia, un buen campo solar en este aspecto.

○ A2:

- Representa el efecto del polvo y la suciedad depositados sobre los módulos solares.
- Es un valor muy variable, puesto que depende del emplazamiento de la instalación. Evidentemente, una instalación próxima a una vía no asfaltada se encontrará más afectada por el polvo que otra situada en una zona urbanizada. Lo mismo se puede esperar con la polución en las ciudades.
- La posibilidad de realizar mantenimientos periódicos en este aspecto influye a la hora de estimar este coeficiente.
- El rango de valores estaría entre el 2% para instalaciones poco afectadas por el polvo y suciedad, hasta el 8% donde este aspecto puede tener una mayor influencia.

○ A3:

- Contempla las pérdidas por reflectancia angular y espectral.

- El acabado superficial de las células tiene influencia sobre este coeficiente, presentando mayores pérdidas aquellas células con capas antirreflexivas que las que están texturizadas.
  - También la estacionalidad influye en este parámetro, aumentando las pérdidas en invierno, así como con la latitud.
  - Un rango de valores puede estar entre el 2% para pérdidas bajas, un 4% para pérdidas moderadas y el 6% para pérdidas altas.
- $P_{temp}$ : Representa las pérdidas medias anuales debidas al efecto de la temperatura sobre las células fotovoltaicas.

$$P_{temp} (\%) = 100 \cdot [1 - 0.0035 \cdot (T_c - 25)]$$

Siendo:

- $T_c$ : la temperatura de trabajo de las células solares.  

$$T_c = T_{amb} + (TONC - 20) \cdot E/800$$
- $T_{amb}$ : Temperatura ambiente en °C.
- TONC: Temperatura de operación nominal del módulo fotovoltaico. Este valor lo proporciona el fabricante.
- E: Irradiancia solar en  $W/m^2$ .

La temperatura de las células se eleva por encima de la temperatura ambiente de forma proporcional a la irradiancia incidente, lo que tiene como consecuencia una reducción del rendimiento de las mismas.

En el silicio cristalino se puede estimar que por cada grado que aumente la temperatura en la célula solar por encima de 25°C, el rendimiento decrece un 0.4%.

Por ejemplo, el rendimiento de una célula fotovoltaica que en condiciones estándar (25°C) es del 15% y en condiciones de funcionamiento su temperatura alcanza los 60°C, será:

$$Rend_{T1}(\%) = Rend_{25^\circ C} (\%) \cdot [1 - (T_1 - 25) \cdot 0.4/100]$$

$$Rend_{60^\circ C} (\%) = 15 [1 - (60 - 25) \cdot 0.4/100] = 12.9\%$$

La temperatura es un factor a tener en cuenta en el momento de estudiar el emplazamiento de la instalación. Lugares ventilados reducen la temperatura de operación de los módulos fotovoltaicos presentando mayores rendimientos que aquellos que no lo están. Es un factor importante en instalaciones que contemplen su integración como un elemento diferenciador.

Puede darse el caso de que la máxima producción de una instalación no se corresponda con los periodos estivales, sino con periodos de primavera y otoño, en donde los índices de radiación son buenos y la temperatura ambiente es menor que en verano, a pesar de contar éste con mayor radiación.

- B: Coeficiente relacionado con las pérdidas en el cableado de la parte de corriente continua, es decir, entre los módulos fotovoltaicos y el inversor, Se incluyen las pérdidas en los fusibles, conmutadores, conexiones, etc.

$$B = (1 - L_{cab_{cc}})$$

El valor máximo admisible para  $L_{cab_{cc}}$  es 1.5% por lo que el valor mínimo de B será 0.985.



- C: Coeficiente que, al igual que el anterior, está relacionado con las pérdidas en el cableado, pero en este caso en la parte de corriente alterna.

$$C = (1 - L_{cab_{ca}})$$

El valor máximo admisible para  $L_{cab_{ca}}$  es 2% y un valor recomendable es del 0.5%, por lo que C tendrá unos valores comprendidos entre 0.98 y 0.995.

- D: Está relacionado con las pérdidas por disponibilidad de la instalación. Con este coeficiente se cuantifican las pérdidas debidas al paro de la misma, de forma parcial o total, debido a fallos en la red, mantenimiento, etc.

$$D = (1 - L_{disp})$$

Un valor muy adecuado para las pérdidas por dispersiones es el 5%, por lo que el valor mínimo de D será 0.95.

- E: Representa los valores de eficiencia del inversor. En este caso hay que atender a los valores de rendimiento europeo y a la potencia del inversor a utilizar. En función de la potencia nominal de salida, como mínimo el valor de E estará comprendido en los valores que se muestran en la tabla 11:

Rango de la potencia nominal	Inversor menor de 5 kW	Inversor mayor de 5 kW
25 %	0.85	0.9
100 %	0.88	0.92

Tabla 11. Valores de E según la potencia del inversor

- F: Está relacionado con las pérdidas por el no seguimiento del Punto de Máxima Potencia (PMP) y en los umbrales de arranque del inversor.

$$F = (1 - L_{pmp})$$

Unos valores de referencia para estas pérdidas pueden ser entre el 5 y el 10 %, pudiendo tomar como valor de referencia el 8%, por lo que F tendrá valores comprendidos entre 0.95 y 0.9.

## Estimación de la producción energética mensual y anual de la instalación

Para realizar una estimación de la energía diaria aportada por una instalación solar fotovoltaica a la red de baja tensión, basta con conocer el valor de la radiación disponible en el plano de captación y el rendimiento global de la instalación que se diseña. Se utiliza la expresión:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot P_{mp} \cdot PR}{G_{CEM}}$$

Siendo:

- $E_p$ : Energía estimada producida durante un día del periodo seleccionado (kWh/día).
- $G_{dm}(\alpha, \beta)$ : Valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en las condiciones de orientación e inclinación del plano e captación solar (kWh/ (m<sup>2</sup> día)).
- $P_{mp}$ : Potencia pico del generador (kWp).

- PR: Rendimiento energético de la instalación o “Performance Ratio” por sus siglas en inglés.
- $G_{CEM}$ : Constante de valor  $1 \text{ kW/m}^2$ .

Esta expresión hace una estimación de la energía que produce durante un día en una instalación solar fotovoltaica de potencia  $1 \text{ kWp}$ . Para distinguir que el valor de  $E_p$  relativo a una potencia de  $1 \text{ kWp}$ ,  $E_p$  pasa a denominarse  $E_{p1kWp}$ .

$$E_{p1kWp} = E_p \times 1 \text{ kWp}$$

Si se quiere conocer la energía producida durante un día por una instalación de potencia distinta a  $1 \text{ kWp}$ , sólo hay que multiplicar la anterior expresión por la potencia de la instalación dimensionada, expresada en  $\text{kWp}$ . Y para saber que el valor de  $E_p$  calculado considera toda la potencia de la instalación conectada a la red (ICR),  $E_p$  pasa a denominarse  $E_{pICR}$ .

Es decir, si la instalación objeto de estudio tiene una potencia de  $n \text{ kWp}$ , el valor de  $E_{pICR}$  será:

$$E_{pICR} = E_{p1kWp} \times n \text{ kWp}$$

Lo habitual es realizar una estimación de la energía aportada por la instalación en periodos mensuales. Para ello, simplemente ha de incluirse en la anterior expresión el número de días de cada mes:

$$E_p' = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot P_{mp} \cdot PR}{G_{CEM}} \times n^\circ \text{ días}$$

Siendo:

- $E_p'$ : Energía estimada producida durante el periodo estudiado, por ejemplo, un mes ( $\text{kWh/mes}$ ).
- $G_{dm}(\alpha, \beta)$ : Valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en las condiciones de orientación e inclinación del plano e captación solar ( $\text{kWh}/(\text{m}^2 \text{ día})$ ).
- $P_{mp}$ : Potencia instalada en el campo solar ( $\text{kWp}$ ).
- PR: Rendimiento energético de la instalación o “Performance Ratio” por sus siglas en inglés.
- $G_{CEM}$ : Constante de valor  $1 \text{ kW/m}^2$ .
- $N^\circ \text{ días}$ : Número de días del mes tomado como base para realizar la estimación energética.

El valor de  $E_p$  así calculado se corresponde con la energía estimada que produciría una instalación en un mes determinado. Si se realiza esta operación para cada uno de los 12 meses del año, se tendrá una estimación anual de producción energética.

Al igual que antes, se puede conocer la energía producida durante un mes de una instalación solar fotovoltaica de potencia  $1 \text{ kWp}$ , es decir,  $E_{p'ICR}$ .

$$E_{p'ICR} = E_p' \times 1 \text{ kWp}$$

Y de igual manera se puede conocer la energía producida durante un mes por una instalación de potencia distinta a  $1 \text{ kWp}$ , es decir, que  $E_{p'ICR}$  será:

$$Ep'_{ICR} = Ep'_{1kWp} \times n \text{ kWp}$$

Para conocer la energía producida por la instalación durante un año, debe realizarse el cálculo antes indicado para cada mes. La suma de la energía producida cada mes será la energía producida anualmente.

## 5.1. Marco legal económico-administrativo de la conexión a red

El rápido desarrollo de la energía solar fotovoltaica en España, al igual que en Alemania, ha tenido lugar gracias a la elevada retribución de la energía eléctrica producida e inyectada en la red. Dicho sistema de retribución está englobado en el denominado Régimen Especial de producción de la energía eléctrica.

Las administraciones españolas han desarrollado legislación específica para regular los aspectos técnicos, administrativos y económicos con fin de establecer un escenario que tenga como consecuencia un incremento de la potencia instalada.

Los objetivos previstos en el Plan de energías renovables a 2010 se han superado con creces y han producido un encarecimiento del sistema eléctrico, que es quien al final soporta estas retribuciones; por ello el Gobierno se ha visto obligado a modificar las tarifas que se aplican, así como el cupo de potencia a instalar cada año.

### 5.1.1. Evolución de la legislación de conexión a red

La legislación aplicable a instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red ha ido evolucionando muy rápidamente en los últimos años.

La Ley del Sector Eléctrico 54/1997, de 24 de noviembre de 1997, establece un nuevo marco para el funcionamiento del sistema eléctrico español.

Esta ley señala la existencia de dos sistemas de generación de energía eléctrica:

- Uno denominado ordinario, donde están las instalaciones de energía eléctrica convencional, así la nuclear la térmica, los ciclos combinados, la hidráulica, etc.
- Por otro lado, hay un régimen especial donde entran las energías renovables, las cuales tienen prioridad en el acceso a la red eléctrica y cobran unos precios establecidos oficialmente. La ley establece que un 12% de la energía primaria ha de ser producida por energías renovables en el año 2010 en España.

Posteriormente, se publicaron varios Reales Decretos que fijaron el régimen especial y además se desarrolló legislación concreta para la conexión a red de instalaciones fotovoltaicas.

R.D. 1663/2000:

Con fecha de 30 de septiembre de 2000, se publicó en el Boletín Oficial del Estado el Real Decreto 1663/2000 de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.

En este Real Decreto se establecen:

- Condiciones técnicas y de seguridad que deben contemplar este tipo de instalaciones, así como la realización de la conexión a la red de las mismas.
- Condiciones técnicas para solicitar el punto de conexión a la red de distribución de baja tensión.
- Condiciones técnicas y económicas del contrato a suscribir entre los titulares de estas instalaciones y las empresas distribuidoras, con objeto de entregar la energía generada y percibir una retribución económica en contraprestación, una vez se reconozca la instalación como productora de electricidad en régimen especial y se inscriba definitivamente en el correspondiente registro de instalaciones.
- Condiciones sobre quién podrá realizar el montaje de este tipo de instalaciones, indicando que provisionalmente deberá ser un instalador electricista convencional, regulado por el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión mientras no se desarrolle el certificado de profesionalidad mencionado en el Real Decreto 2224/1998 y lo indicado por las diferentes comunidades autónomas.

R.D. 661/2007:

En el año 2007 se revisó el régimen especial y apareció un decreto que deroga el anterior (436/2004), el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Este Real Decreto, básicamente actualiza las condiciones económicas en concepto de primas por la producción energética y establece un nuevo escenario más estable que el que ofrecía el R.D. 436/2004 ya derogado.

Uno más de los aspectos que contempló este R.D. es una revisión de las condiciones económicas en función de la evolución del sector. En concreto, su artículo 22 establece lo siguiente:

“Una vez se alcance el 85 por ciento del objetivo de potencia para un grupo o subgrupo, establecido en los artículos 35 al 42 del presente real decreto, se establecerá, mediante resolución del Secretario General de Energía, el plano máximo durante el cual aquellas instalaciones que sean inscritas en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial con anterioridad a la fecha de finalización de dicho plazo tendrán derecho a la prima o, en su caso, tarifa regulada establecida por el presente real decreto para dicho grupo o subgrupo, que no podrá ser inferior a doce meses.”

Por este motivo, y una vez alcanzado dicho objetivo, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio el 27 de septiembre de 2007 dictó una Resolución por la que se establece el plazo de mantenimiento de la tarifa regulada para la tecnología fotovoltaica, en virtud de lo establecido en el artículo 22 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo (BOE 29/09/07). Dicho plazo se fijó en doce meses, a contar a partir de la fecha de publicación de dicha resolución en el BOE.

R.D. 1578/2008

En el año 2008 apareció el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

Este Real Decreto establece una reestructuración del marco económico para las instalaciones fotovoltaicas en función de su tipología, referente a integración en las edificaciones y a la evolución de la potencia instalada.

Esta modificación estaba prevista en la redacción del Real Decreto 661/2007. Que como ya se comentó, en su artículo 22 establecía:

- Un plazo de mantenimiento de las primas establecidas en dicho R.D.
- La posibilidad de una actualización de este marco reglamentario en función de la evolución del sector.

La entrada en vigor del vigente R.D. 1578/2008, introduce una serie de cambios muy importantes que se señalan a continuación:

- Clasifica las instalaciones solares en dos tipos
  - Tipo I:  
Instalaciones realizadas sobre cubiertas.  
A su vez estas instalaciones se agrupan en 2 subgrupos:
    - Tipo I.1 para instalaciones solares de potencia igual o inferior a 20 kW.
    - Tipo I.2 para potencias superiores a 20 kW.
  - Tipo II:  
Instalaciones sobre suelo o terreno.
- Crea cupos de potencia anuales con cuatro convocatorias por año.
  - Tipo I: fija doscientos sesenta y siete MW distribuyendo el diez por ciento para el subtipo I.1 y el noventa por ciento para el subtipo I.2.
  - Tipo II: Ciento treinta y tres MW. Adicionalmente, concede para este tipo, y con carácter extraordinario, otros cien MW para el año 2009 y sesenta MW para el 2010.
- Se establece una nueva tarifa a aplicar a las instalaciones posteriores a la fecha del 29 de septiembre de 2008/. Se crea un registro de preasignación al que es necesario que acudan todas las nuevas instalaciones y otorga un precio para las instalaciones inscritas en este registro de preasignación en la primera convocatoria de:
  - 0.34 euros/kWh para instalaciones acogidas al subtipo I.1.
  - 0.32 euros/kWh para las acogidas al subtipo I.2 y al tipo II.Dicho precio puede llegar a reducirse a lo largo de un año hasta el diez por ciento si se cubriera el cupo de cada convocatoria.
- Todas las instalaciones, para acudir a este prerregistro, previamente deben depositar un aval.

R.D. 314/2006

En el R.D. 314/16, de 17 de mayo, se aprueba el Código Técnico de la Edificación (BOE 28/03/2006).

Con los objetivos de mejorar la calidad de la edificación, y de promover la innovación y la sostenibilidad, el Gobierno aprueba el mencionado Código Técnico de la Edificación.

Se trata de un instrumento normativo que fija las exigencias básicas de calidad de los edificios y sus instalaciones.

A través de esta normativa se da satisfacción a ciertos requisitos básicos de la edificación relacionados con la seguridad y el bienestar de las personas, que se refieren tanto a la seguridad estructural y de protección contra incendios, como a la salubridad, la protección contra el ruido, el ahorro energético o la accesibilidad para las personas con movilidad reducida.

Básicamente, el CTE es de aplicación en:

- Obras de edificios de nueva construcción.
- Obras de ampliación, modificación, reforma o rehabilitación que se realicen en edificios existentes.

En la parte energética, el CTE establece en su artículo 15, “Exigencias básicas del ahorro de energía (HE)”, una serie de requerimientos a cumplir:

- Exigencia básica HE 1: Limitación de demanda energética.
- Exigencia básica HE 2: Rendimiento de las instalaciones térmicas.
- Exigencia básica HE 3: Eficiencia energética de las instalaciones de iluminación.
- Exigencia básica HE 4: Contribución solar mínima de agua caliente sanitaria.
- Exigencia básica HE 5: Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica.

En los casos de aplicación del CTE, para el caso de la energía solar fotovoltaica, trata de instalaciones conectadas a la red de distribución.

### 5.1.2. Instalaciones fotovoltaicas. Aplicación de la legislación actual

Con carácter general, el dimensionamiento y, en consecuencia, la potencia de las instalaciones solares fotovoltaicas, pueden estar condicionados por los siguientes factores:

- Condiciones económicas.
- Condiciones de espacio físico.
- Condiciones de capacidad en el punto de conexión a la red.
- Condiciones de capacidad de la línea de evacuación de energía.
- Otros condicionantes (urbanísticos, ambientales, etc.).

En este caso, la instalación tendrá una potencia que será la resultante de satisfacer dichos posibles condicionantes, y el dimensionamiento se efectuará conforme a lo que se indica en el apartado específico.

Además, algunas de las instalaciones solares fotovoltaicas pueden estar sujetas al cumplimiento de la HE 5 del CTE. En este caso, la potencia mínima a instalar está condicionada por el tipo de edificación y su superficie construida, así como de la zona climática donde se ubique ésta.

Las tarifas señaladas anteriormente muestran que hay una mayor apuesta por el desarrollo de instalaciones en la cubierta de edificios, mientras que el caso de las instalaciones en el suelo, muy desarrolladas actualmente en España y que básicamente las podemos considerar centrales eléctricas, quedan más limitadas.

## La HE 5 del Código Técnico de la Edificación (CTE)

### 1. Ámbito de aplicación

1. Los edificios de los usos indicados en la tabla 6 incorporarán sistemas de captación y transformación de energía solar por procedimientos fotovoltaicos cuando superen los límites de aplicación establecidos en dicha tabla.

<b>Tipo de uso</b>	<b>Límite de aplicación</b>
Hipermercado	5.000 m <sup>2</sup> construidos
Multitienda y centros de ocio	3.000 m <sup>2</sup> construidos
Nave de almacenamiento	10.000 m <sup>2</sup> construidos
Administrativos	4.000 m <sup>2</sup> construidos
Hoteles y hostales	100 plazas
Hospitales y clínicas	100 camas
Pabellones de recintos feriales	10.000 m <sup>2</sup> construidos

*Tabla 8. Tipo de uso y límite de la aplicación*

1. La potencia eléctrica mínima determinada en aplicación de exigencia básica que se desarrolla en esta Sección podrá disminuirse o suprimirse justificadamente en los siguientes casos:
  - a) Cuando se cubra la producción eléctrica estimada que correspondería a la potencia mínima mediante el aprovechamiento de otras fuentes de energías renovables;
  - b) Cuando el emplazamiento no cuente con suficiente acceso al sol por barreras externas al mismo y no se puedan aplicar soluciones alternativas;
  - c) En rehabilitación de edificios, cuando existan limitaciones no subsanables derivadas de la configuración previa del edificio existente o de la normativa urbanística aplicable;
  - d) En edificios de nueva planta, cuando existan limitaciones no subsanables derivadas de la normativa urbanística aplicable que imposibiliten de forma evidente la disposición de la superficie de captación necesaria;
  - e) Cuando así lo determine el órgano competente que deba dictaminar en materia de protección histórico-acústica.
2. En edificios para los cuales sean de aplicación los apartados b), c), d) se justificará, en el proyecto, la inclusión de medidas o elementos alternativos que produzcan un ahorro eléctrico equivalente a la producción que se obtendría con la instalación mediante mejoras en instalaciones consumidoras de energía eléctrica tales como la iluminación, regulación de motores o equipos más eficientes.

## 1.2. Procedimiento de verificación

1. Para la aplicación de esta sección debe seguirse la secuencia que se expone a continuación:

- a) Cálculo de la potencia a instalar en función de la zona climática cumpliendo lo establecido en el apartado 2.2;
- b) Comprobación de que las pérdidas debidas a la orientación e inclinación de las placas y a las sombras sobre ellas no superen los límites establecidos en la tabla 2.2;
- c) Cumplimiento de las condiciones de cálculo y dimensionado del apartado 3;
- d) Cumplimiento de las condiciones de mantenimiento del apartado 4.

## 2. Caracterización y cuantificación de las exigencias

### 2.1. Potencia eléctrica mínima

1. Las potencias eléctricas que se recogen tienen el carácter de mínimos pudiendo ser ampliadas voluntariamente por el promotor o como consecuencia de disposiciones dictadas por las administraciones competentes.

### 2.2. Determinación de la potencia a instalar

1. La potencia pico a instalar se calculará mediante la siguiente fórmula (2.1):

$$P = C - (A - S + B)$$

Siendo:

- P la potencia pico a instalar [kWp];
- A y B los coeficientes definidos en la tabla 7 en función del uso del edificio;
- C el coeficiente definido en la tabla 8 en función de la zona climática;
- S la superficie construida del edificio [m<sup>2</sup>].

Tipo de uso	A	B
Hipermercado	0.001875	-3.13
Multitienda y centros de ocio	0.004688	-7.81
Nave de almacenamiento	0.001406	-7.81
Administrativos	0.001223	1.36
Hoteles y hostales	0.003516	-7.81
Hospitales y clínicas	0.000747	3.29
Pabellones de recintos feriales	0.001406	-7.81

Tabla 13. Coeficiente de uso



<b>Zona climática</b>	<b>C</b>
I	1
II	1.1
III	1.2
IV	1.3
V	1.4

*Tabla 13. Coeficiente climático*

2. En cualquier caso, la potencia pico mínima a instalar será de 6.25 kWp. El inversor tendrá una potencia mínima de 5 kW.

3. La superficie S a considerar para el caso de edificios ejecutados dentro de un mismo recinto será:

a) En el caso que se destinen a un mismo uso, la suma de la superficie de todos los edificios del recinto;

b) En el caso de distintos usos, de los establecidos en la tabla 7, dentro de un mismo edificio o recinto, se aplicarán a las superficies construidas correspondientes. La potencia pico mínima a instalar será la suma de las potencias picos de cada uso, siempre que resulten positivas. Para que sea obligatoria esta exigencia, la potencia resultante debe ser superior a 6.25 kWp.

4. La disposición de los módulos se hará de tal manera que las pérdidas debidas a la orientación e inclinación del sistema y a las sombras sobre el mismo sean inferiores a los límites de la tabla 14.

<b>Caso</b>	<b>Orientación e inclinación</b>	<b>Sombras</b>	<b>Total</b>
General	10%	10%	15%
Superposición	20%	15%	30%
Integración arquitectónica	40%	20%	50%

*Tabla 14. Pérdidas límite*

5. En la tabla 9 se consideran tres casos: general, superposición de módulos e integración arquitectónica. Se considera que existe integración arquitectónica cuando los módulos cumplen una doble función energética y arquitectónica y además sustituyen elementos constructivos convencionales o son elementos constituyentes de la composición arquitectónica. Se considera que existe superposición arquitectónica cuando la colocación de los captadores se realiza paralela a la envolvente del edificio, no aceptándose en este concepto de la disposición horizontal con el fin de favorecer la autolimpieza de los módulos. Una regla fundamental a seguir para conseguir la integración o superposición

de las instalaciones solares es la de mantener, dentro de lo posible, la alineación con los ejes principales de la edificación.

6. En todos los casos se han de cumplir las tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores obtenidos con orientación e inclinación óptimas y sin sombra alguna. Se considerará como la orientación óptima el sur y la inclinación óptima la latitud del lugar menos  $10^\circ$ .

7. Sin excepciones, se deben evaluar las pérdidas por orientación e inclinación y sombras del sistema generador de acuerdo a lo estipulado. Cuando, por razones arquitectónicas, excepcionales no se pueda instalar toda la potencia exigida cumpliendo los requisitos indicados en la tabla 9, se justificará esta imposibilidad analizando las distintas alternativas de configuración de edificio y de ubicación de la instalación, debiéndose optar por aquella solución que más se aproxime a las condiciones de máxima producción.

### 3. Cálculo

#### 3.1. Zonas climáticas

En la tabla 15 y en la ilustración 9 se marcan los límites de zonas homogéneas a efectos de la exigencia. Las zonas se han definido teniendo en cuenta la Radiación Solar Global media diaria anual sobre superficie horizontal (H), tomando los intervalos que se relacionan para cada una de las zonas.

Zona climática	MJ/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>
I	$H < 13.7$	$H < 3.8$
II	$13.7 \leq H < 15.1$	$3.8 \leq H < 4.2$
III	$15.1 \leq H < 16.6$	$4.2 \leq H < 4.6$
IV	$16.6 \leq H < 18.0$	$4.6 \leq H < 5.0$
V	$H \geq 18.0$	$H \geq 5.0$

Tabla 15. Radiación Solar Global



*Ilustración 9. Zonas climáticas de España*

### 3.2. Condiciones generales de la instalación

#### 3.2.1. Definición

1. Una instalación solar fotovoltaica conectada a red está constituida por un conjunto de componentes encargados de realizar las funciones de captar la radiación solar, generando energía eléctrica en forma de corriente continua y adaptarla a las características que la hagan utilizable por los consumidores conectados a la red de distribución de corriente alterna. Este tipo de instalaciones fotovoltaicas trabajan en paralelo con el resto de los sistemas de generación que suministran a la red de distribución.

2. Los sistemas que conforman la instalación solar fotovoltaica conectada a la red son los siguientes:

- a) Sistema generador fotovoltaico, compuesto de módulos que, a su vez, contienen un conjunto de elementos semiconductores conectados entre sí, denominados células, y que transforman la energía solar en energía eléctrica;
- b) Inversor que transforma la corriente continua producida por los módulos en corriente alterna de las mismas características que la de la red eléctrica;
- c) Conjunto de protecciones, elementos de seguridad, de maniobra, de medida y auxiliares.

3. Se entiende por potencia pico o potencia máxima del generador aquella que pueda entregar el módulo en las condiciones estándar de medida. Estas condiciones se definen del modo siguiente:

- a) Irradiancia 1000 W/m<sup>2</sup>;
- b) Distribución espectral AM 1.5 G;
- c) Incidencia normal;
- d) Temperatura de la célula 25°C.

### 3.2.2. Condiciones generales

1. Para instalaciones conectadas, aún en el caso de que éstas no se realicen en un punto de conexión de la compañía de distribución, serán de aplicación las condiciones técnicas que procedan del R.D. 1663/2000, así como todos aquellos aspectos aplicables de la legislación vigente

### 3.2.3. Criterios generales de cálculo

#### 3.2.3.1. Sistema generador fotovoltaico

1. Todos los módulos deben satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215:1997 para módulos de silicio cristalino o UNE-EN 61646:1997 para módulos fotovoltaicos de capa delgada, así como estar cualificados por algún laboratorio acreditado por las entidades nacionales de acreditación reconocidas por la Red Europea de Acreditación (EA) o por el Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT, demostrado mediante la presentación del certificado correspondiente.

2. En el caso excepcional en el cual no se dispongas de módulos cualificados por un laboratorio según lo indicado en el apartado anterior, se deben someter éstos a las pruebas y ensayos necesarios de acuerdo a la aplicación específica según el uso y condiciones de montaje en las que se vayan a utilizar, realizándose las pruebas que a criterio de alguno de los laboratorios antes indicados sean necesarias, otorgándose el certificado específico correspondiente.

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

4. Los módulos serán Clase II y tendrán un grado de protección mínimo IP65. Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

5. Las exigencias del Código Técnico de la Edificación relativas a seguridad estructural serán de aplicación a la estructura soporte de módulos.

6. El cálculo y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos permitirá las necesidades dilataciones térmicas sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante. La estructura se realizará teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

7. La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales.

8. En el caso de instalaciones integradas en la cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, la estructura y la estanqueidad entre módulos se ajustará a las exigencias

indicadas en la parte correspondiente del Código Técnico de la Edificación y demás normativa de aplicación.

#### 3.2.3.2. Inversor

1. Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica en Baja Tensión y Compatibilidad Electromagnética.

2. Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

- a) Principio de funcionamiento: fuente de corriente;
- b) Autoconmutado;
- c) Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador;
- d) No funcionará en isla o modo aislado.

3. La potencia del inversor será como mínimo el 80% de la potencia pico real del generador fotovoltaico.

#### 3.2.3.3. Protecciones y elementos de seguridad

1. La instalación incorporará todos los elementos y características necesarias para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico, de modo que cumplan las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica en Baja Tensión y Compatibilidad Electromagnética.

2. Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente. En particular, se usará en la parte de corriente continua de la instalación protección Clase II o aislamiento equivalente cuando se trate de un emplazamiento accesible. Los materiales situados a la intemperie tendrán al menos un grado de protección IP65.

3. La instalación debe permitir la desconexión y seccionamiento del inversor, tanto en la parte de corriente continua como en la de corriente alterna, para facilitar las tareas de mantenimiento.

#### 3.3. Cálculo de pérdidas por orientación e inclinación

Este cálculo está contemplado dentro del apartado específico correspondiente al dimensionamiento de las instalaciones fotovoltaicas.

#### 3.4. Cálculo de pérdidas de radiación solar por sombras

Este cálculo está contemplado dentro del apartado específico correspondiente al dimensionamiento de las instalaciones fotovoltaicas.

### 5.1.3. Procedimiento para la conexión a red de las instalaciones fotovoltaicas

Actualmente, el proceso de conexión de las instalaciones fotovoltaicas a la red cuenta con dos Decretos que lo regulan:

- El R.D. 1663/2000 sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, aplicable a la baja tensión.
- El R.D. 1578/2008 de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del R.D. 661/07.

No obstante, en un futuro próximo deberá legislarse la forma en que las instalaciones del régimen especial accedan a la red eléctrica, tanto de transporte como de distribución.

De forma somera se pueden señalar los siguientes trámites para acceso a la Red de Distribución de nuevas instalaciones de producción fotovoltaica, su ejecución y puesta en funcionamiento:

Trámites:

- Solicitud del punto de conexión a la empresa distribuidora (E.D.).
- Solicitud de autorización administrativa.
- Otros permisos.
- Inscripción en el Registro de Preasignación de Retribución.
- Ejecución y puesta en servicio de las instalaciones.
- Formación del contrato de venta de energía.
- Inscripción de la instalación en el Registro de Instalaciones de Producción de Electricidad en el Régimen Especial (RIPRE).
- Mantenimiento de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red.

### Solicitud del Punto de Conexión a la Empresa Distribuidora (E.D.)

Una vez decidida la ejecución de una instalación, deben conocerse las condiciones de conexión a la red.

Documentos a presentar a la E.D.:

- Nombre, dirección, teléfono u otro medio de contacto.
- Situación de la instalación.
- Esquema unifilar de la instalación.
- Punto propuesto para realizar la conexión.
- Características técnicas de la instalación, entre las que se incluirán:
  - Potencia pico del campo de paneles y potencia nominal de la instalación.
  - Descripción, modos de conexión y características del inversor o inversores.
  - Descripción de los dispositivos de protección y elementos de conexión previstos.
- Aval de la instalación por un valor de 500 €/kW instalado para las instalaciones fotovoltaicas (Quedan excluidas de la presentación de este aval las instalaciones fotovoltaicas colocadas sobre cubiertas o paramentos de edificaciones destinadas a vivienda, oficinas o locales comerciales o industriales; no obstante, dichas instalaciones también tienen que depositar el mencionado aval para acudir al prerregistro de instalaciones que se señalará más adelante).

En el plazo de un mes a partir de la recepción de la solicitud, la empresa distribuidora notificará al solicitante su propuesta relativa a las condiciones de conexión, incluyendo, al menos, los siguientes extremos:

- Punto de conexión y medida propuesto.
- Tensión nominal máxima y mínima de la red en el punto de conexión.
- Potencia de cortocircuito esperada en explotación normal en el punto de conexión.
- Potencia nominal máxima disponible de conexión en ese punto, en relación con la capacidad de transformación del centro de transformación.
- En el caso de que el punto de conexión y medida para la cesión de energía por parte del titular de la instalación sea diferente del de recepción, informe justificativo de esta circunstancia.

En el caso de que la potencia nominal máxima disponible de conexión sea inferior a la potencia de la instalación fotovoltaica, la empresa distribuidora deberá determinar los elementos concretos de la red que precisa modificar para igualar ambas potencias. Los gastos de las modificaciones irán a cargo del titular de la instalación, salvo que no fueran exclusivamente para su servicio, en cuyo caso se repartirían de mutuo acuerdo. En caso de discrepancia, la Administración competente resolverá en un plazo máximo de tres meses desde que le fuera solicitada su intervención.

Además de la documentación anterior, el R.D. 1955/2000 por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica establece que para las nuevas instalaciones de producción en régimen especial el solicitante, antes de realizar la solicitud de acceso a la red de distribución, deberá haber presentado un aval; la presentación de este resguardo será requisito imprescindible para la iniciación de los procedimientos de acceso y conexión a la red de distribución por parte del gestor de la red de distribución.

Conocidas las condiciones de conexión aportadas por la E.D., pueden darse dos casos:

- Que la instalación se ajuste al condicionado aportado por la E.D., por lo que se aceptaría el punto de conexión y se puede pasar a la fase de montaje de la instalación.
- Que la instalación no se ajuste al condicionado aportado por la E.D., por lo que se debe proceder a una revisión de su diseño para ajustarse a este condicionado, proceder a la remisión a la E.D. para su validación. Con la conformidad de la E.D. ya se puede aceptar el punto de conexión y pasar a la fase de montaje de la instalación.

## Solicitud de Autorización Administrativa

Las instalaciones de tensión superior a 1 kW precisan de este trámite, que se encuentra regulado en el Título VII del Real Decreto 1955/2000 de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, con las particularidades que establezcan las diversas Comunidades Autónomas.

Cuando su aprovechamiento afecte a más de una Comunidad Autónoma, o cuando el transporte o distribución salga del ámbito territorial de una de ellas, será competencia del Estado.

En general, este trámite se realizará en la Comunidad Autónoma correspondiente.

## Otros permisos

En algunos casos, la solicitud puede necesitar de permisos:

- Medioambientales.
- Urbanísticos.
- Del Patrimonio Cultural, etc.

La instalación de sistemas de captación de energía solar en los municipios está sujeta a la previa obtención de la licencia municipal de actividad y obra.

## Inscripción en el Registro de Preasignación de Retribución

La instalación debe inscribirse en el Registro de Preasignación de Retribución conforme a lo especificado en el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

Este trámite se realiza en cuatro convocatorias anuales que convoca el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, y es el trámite por el que se le asigna la cuantía económica a percibir por la producción energética de la instalación fotovoltaica.

La documentación a presentar, de forma conjunta con la solicitud de inscripción en el registro de preasignación, es la siguiente:

- Autorización administrativa de la instalación, otorgada por el órgano competente, y concesión del acceso y conexión a la red de transporte o distribución correspondiente.
- En el caso de instalaciones del tipo I.1 se aportará exclusivamente concesión del acceso y conexión a la red de transporte o distribución correspondiente.
- Licencia de obras del proyecto de instalación, otorgada por el órgano competente.
- Resguardo de constitución del aval a que hace referencia el artículo 59 bis o 66 bis del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, o, en su caso, el previsto en el artículo 9 del presente Real Decreto otorgado por el gestor de la red.
- Inscripción definitiva en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial dependiente del órgano competente, si la instalación dispusiera de ella.

Hasta el 30 de abril de 2009, para las instalaciones de potencia igual o inferior a 100 kW, no es necesaria la presentación de la Autorización administrativa de la instalación y en su lugar ha de presentarse la concesión del acceso y conexión a la red de transporte o distribución correspondiente.



Las inscripciones en el Registro de preasignación de retribución, irán asociadas a un periodo temporal que se denominará, en lo sucesivo, convocatoria, dando derecho a la retribución que quede fijada en dicho periodo temporal.

La solicitud de inscripción en el Registro de preasignación de retribución, para un proyecto de instalación o instalación, se dirigirá a la Dirección General de Política Energética y Minas, adjuntando la documentación indicada en el art. 6 del Real Decreto 1578/2008.

La solicitud deberá ser presentada en el plazo establecido, para cada una de las cuatro convocatorias cuatrimestrales en la que se desee inscribir. La solicitud presentada será válida para convocatorias sucesivas, en tanto en cuanto a un proyecto o instalación no sea inscrito en el Registro de Preasignación de Retribución.

Recibidas las solicitudes y cerrado el plazo de presentación de las mismas, la Dirección General de Política Energética y Minas procederá a ordenarlas cronológicamente, dentro de cada uno de los tipos y subtipos previstos y se procederá a la asignación de retribución, empezando por las fechas más antiguas y hasta que sea cubierto el cupo de potencia previsto para esa convocatoria en cada tipología.

Aquellos proyectos a los que se les asignó potencia, son inscritos por la Dirección General de Política Energética y Minas en el Registro de Preasignación de Retribución, asociados a dicha convocatoria. El resto de solicitudes serán desestimadas en la convocatoria, entrando automáticamente en la siguiente, salvo declaración en contra expresa.

El ministerio de Industria, Turismo y Comercio, publicará en su página web la relación de proyectos que se han inscrito en el Registro de Preasignación de Retribución, y la de proyectos que han sido desestimados para dicha inscripción.

#### Tipología de las instalaciones

A efectos de lo dispuesto en el Real Decreto 1578/2008, las instalaciones del subgrupo b.1.1 del artículo 2 del Real Decreto 661/2007 se clasifican en dos tipos:

- Tipo I:  
Instalaciones que estén ubicadas en cubiertas o fachadas de construcciones fijas, cerradas, hechas de materiales resistentes, dedicadas a uso residencial, de servicios, comercial o industrial, incluidas las de carácter agropecuario.  
O bien, instalaciones que estén ubicadas sobre estructuras fijas de soporte que tengan por objeto un uso de cubierta de aparcamiento o de sombreado, en ambos casos de áreas dedicadas a alguno de los usos anteriores, y se encuentren ubicadas en una parcela con referencia catastral urbana.  
Las instalaciones de este tipo se agrupan, a su vez en dos subtipos:
  - Tipo I.1: instalaciones del tipo I, con una potencia inferior o igual a 20 kW.
  - Tipo I.2: instalaciones del tipo I, con una potencia superior a 20 kW.
- Tipo II:  
Instalaciones no incluidas en el tipo I anterior.

## Cupos de potencia

Para cada convocatoria de inscripción en el Registro de Preasignación de Retribución se establecerán unos cupos de potencia por tipo y subtipo que estarán constituidos por las potencias base, y, en su caso, las potencias adicionales traspasadas o incorporadas de acuerdo a lo dispuesto en el apartado 4 del artículo 5 y el anexo IV del Real Decreto 1578/2008.

Dicho R. D. establece las siguientes potencias base para las convocatorias del primer año:

- Tipo I: 267/m MW, con el reparto siguiente:
  - 10 por ciento para el subtipo I.1.
  - 90 por ciento para el subtipo I.2.
- Tipo II: 133/m MW.

Siendo m el número de convocatorias por año para las que se establezca la inscripción en el Registro de Preasignación de Retribución, de acuerdo con lo dispuesto en el anexo III de este R.D.

Las potencias base correspondientes a las convocatorias del segundo año y sucesivos se calcularán tomando como referencia las potencias base de cada tipo y subtipo de las convocatorias correspondientes al año anterior, incrementándolas o reduciéndolas en la misma tasa porcentual acumulada que se reduzca o incremente, respectivamente, la retribución correspondiente a las convocatorias celebradas durante el año anterior.

También en este R.D. establece el mecanismo de traspaso de potencia adicional a la potencia base para la convocatoria siguiente, cuando no se cubra alguno o todos los cupos de potencia de una convocatoria.

El Ministerio de Industria, Comercio y Turismo publicará en su página web, con anterioridad al cierre de cada convocatoria, los cupos de potencia para cada uno de los tipos y subtipos, así como los valores de las tarifas reguladas que les sean de aplicación.

## Potencia de los proyectos

La potencia máxima de los proyectos o instalaciones que sean inscritos en el Registro de Preasignación de Retribución no podrá superar:

- Los 2 MW para instalaciones de tipo I.
- Los 10 MW para instalaciones de tipo II.

A efectos de la determinación del régimen económico establecido en el Real Decreto 1578/2008, se considerará que pertenecen a una única instalación o un solo proyecto, según corresponda, cuya potencia será la suma de las potencias de las instalaciones unitarias de la categoría b.1.1., las instalaciones o proyectos que se encuentren en referencias catastrales con los catorce primeros dígitos idénticos. A estos efectos, los titulares de las instalaciones suministrarán la referencia catastral de los inmuebles en los que se ubiquen las mismas.

Del mismo modo, a efectos de la inscripción en una convocatoria en el Registro de Preasignación de Retribución, se considerará que pertenecen a un solo proyecto, cuya potencia será la suma de las potencias de las instalaciones unitarias, aquellas instalaciones

que conecten en un mismo punto de la red de distribución o transporte, o dispongan de línea de evacuación común.

#### Régimen económico

Para tener derecho a retribución recogida en el Real Decreto 1578/2008, será necesaria la inscripción, con carácter precio, de los proyectos de instalación o instalaciones en el Registro de Preasignación de Retribución.

Los valores de la tarifa regulada correspondientes a las instalaciones del subgrupo b.1.1 del artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, que sean inscritas en el registro de preasignación asociadas da la primera convocatoria serán los indicados en la tabla 16:

<b>Tipología</b>	<b>Tarifa Regulada (c€/kWh)</b>
<b>Tipo I Subtipo I.1</b>	34.00
<b>Tipo I Subtipo I.2</b>	32.00
<b>Tipo II</b>	32.00

*Tabla 16. Valores de la tarifa regulada según tipología de la instalación*

Los valores de la tarifa regulada correspondientes a las instalaciones que sean inscritas en el registro de preasignación asociadas a la convocatoria n, se calcularán en función de los valores de la convocatoria anterior (n - 1), indicadas en la tabla 12:

$$\begin{aligned}
 P \geq 0.75 \cdot P_0 & \quad T_n = T_{n-1} \left[ \frac{(1 - A) \times (P_0 - P)}{0.25 \times P_0} \right] \\
 P < 0.75 \cdot P_0 & \quad T_n = T_{n-1}
 \end{aligned}$$

*Tabla 14. Ecuaciones para el cálculo de la tarifa regulada según los valores de la convocatoria anterior*

Siendo:

- P: Potencia pre-registrada en la convocatoria n-1.
- P<sub>0</sub>: Cupo de potencia para la convocatoria n-1.
- T<sub>n-1</sub>: Tarifa para las instalaciones pre-registradas asociadas a la convocatoria n-1.
- T<sub>n</sub>: Tarifa para las instalaciones pre-registradas asociadas a la convocatoria n.
- A: Factor 0.91/m, siendo m el número de convocatorias anuales.

Si durante dos convocatorias consecutivas no se alcanzara el 50 por ciento del cupo de potencia para un tipo o subtipo, se podrá incrementar, mediante Resolución de la Secretaría General de Energía, la tarifa para la convocatoria siguiente en el mismo porcentaje que se reduciría si se cubriera el cupo, siendo necesario que durante dos convocatorias adicionales no se volviera a alcanzar el 50 por ciento del cupo para realizar un nuevo incremento.

La tarifa regulada de las instalaciones del subtipo I.1 no podrá nunca ser inferior a la de las instalaciones del subtipo I.2. En el caso en el que, el valor de la tarifa regulada para el subtipo I.1 pudiera resultar inferior a la del subtipo I.2, se considerará exclusivamente el mecanismo de modificación de la tarifa para el subtipo I.2 y se hará la tarifa regulada para el subtipo I.1 igual a la anterior.

La tarifa regulada que le sea de aplicación a una instalación, de acuerdo con el Real Decreto 1578/2008, se mantendrá durante un plazo máximo de veinticinco años a contar desde la fecha más tardía de las dos siguientes:

- La fecha de puesta en marcha
- La fecha de inscripción de la instalación en el Registro de Preasignación de Retribución

Dicha retribución no podrá serle nunca de aplicación con anterioridad a la fecha de inscripción del mismo.

Las instalaciones que sean inscritas de forma definitiva en el Registro administrativo de producción en el Régimen Especial dependiente del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, con posterioridad al 29 de septiembre de 2008, en tanto en cuanto no sean inscritas en el Registro de Preasignación de Redistribución, percibirán la retribución prevista en el artículo 22.2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

Estos valores de la tarifa regulada serán objeto de las actualizaciones previstas en el artículo 44.1 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para las instalaciones del subgrupo b.1.1, a partir del día 1 de enero del segundo año posterior al de la convocatoria en que sean fijados.

A modo de ejemplo, el resumen de esta metodología establecida para el año 2009, es la que aparece en la tabla 18:

<b>Tipos</b>	<b>MW Cupo</b>	<b>Asignación Instalaciones</b>		<b>Primas FV €/kWh</b>	
		<b>&lt;20 kW</b>	<b>&gt;20 kW</b>	<b>&lt;20 kW</b>	<b>&gt;20 kW</b>
I. Cubiertas, fachadas, aparcamientos, sombreado	267	10%	90%	0,34	0,32
II. Otros tipos de soporte	133	100%		0,32	
$\Sigma =$	400	Media =		0,3213350	

Tabla 18. Tarifa regulada en distintos tipos de instalaciones en el año 2009

## Ejecución y puesta en servicio de las instalaciones

Una vez superados los trámites anteriores se procederá a la ejecución de la instalación finalmente definida:

- Para las instalaciones de producción de potencia inferior a 100 kW por parte de una empresa autorizada en baja tensión, y una vez ejecutada la instalación, la empresa emitirá un certificado de instalación en baja tensión conforme a lo establecido en el art. 18 del R.D. 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.
- Para la puesta en servicio de las instalaciones de producción de potencia superior a 100 kW (incluidas las agrupaciones cuando la suma de las potencias unitarias sea superior a dicha cifra), será necesaria la obtención de la Autorización de explotación: Una vez ejecutado el proyecto, permite la puesta en servicio de la instalación.

## Formalización de contrato de venta de energía

Una vez finalizada la instalación, debe formalizarse un contrato de venta de energía entre el titular de la instalación y la E.D. El modelo de contrato está fijado en la Resolución de 31 de mayo de 2001, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

## Inscripción de la Instalación en el Registro de Instalaciones de Producción de Electricidad en Régimen Especial (RIPRE)

Posteriormente, el titular debe inscribir su instalación en el Registro de Instalaciones de Producción de Electricidad en Régimen Especial (RIPRE), y conforme a lo especificado en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Este trámite se desarrolla en dos fases:

Primera fase:

La solicitud de inscripción previa se dirigirá al órgano correspondiente de la comunidad autónoma competente o, en su caso, a la Dirección General de Política Energética y Minas. Ésta deberá resolver sobre la solicitud de inscripción previa en un plazo máximo de un mes.

La solicitud de inscripción previa se acompañará, al menos, de

- El acta de puesta en servicio provisional para pruebas.
- El contrato técnico con la empresa distribuidora, en su caso, contrato técnico de acceso a la red de transporte, a los que se refiere el artículo 16 de este Real Decreto.
- Aquella documentación que hubiera sido modificada respecto de la presentada para el otorgamiento de la condición de instalación acogida al régimen especial.

La formalización de la inscripción previa dará lugar a la asignación de un número de identificación en el registro, que será comunicado a la Comisión Nacional de Energía y a la comunidad autónoma competente, al objeto de que por esta última se proceda a su notificación al interesado. Esta notificación será efectuada por la Dirección General de

Política Energética y Minas cuando se trate de instalaciones para cuya autorización sea competente a la Administración General del Estado.

Segunda fase:

La solicitud de inscripción definitiva se dirigirá al órgano correspondiente de la comunidad autónoma competente o, en su caso, a la Dirección General de Política Energética y Minas acompañada de:

- Documento de opción de venta de la energía producida a que se refiere el artículo 24 de este R.D.
- Certificado emitido por el encargado de la lectura, que acredite el cumplimiento de lo dispuesto en el Reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica, aprobado por el Real Decreto 2018/1997, de 26 de septiembre. Para todas las instalaciones correspondientes a puntos de medida tipo 3, el encargado de la lectura será el distribuidor correspondiente.
- Informe del operador del sistema, o del gestor de la red de distribución en su caso, que acredite la adecuada cumplimentación de los procedimientos de acceso y conexión y el cumplimiento de los requisitos de información, técnicos y operativos establecidos en los procedimientos de operación, incluyendo la adscripción a un centro de control de generación con los requisitos establecidos en el presente Real Decreto.
- Acreditación del cumplimiento de los requisitos exigidos en el artículo 4 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica para los sujetos del mercado de producción. En el caso en el que el titular de una instalación que hubiera elegido la opción a la del artículo 24.1, vaya a ser representado por un representante en nombre propio, será este último el que deberá presentar la acreditación establecida en el presente párrafo.

## Mantenimiento de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red

El protocolo a seguir para el mantenimiento de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red obligadas al cumplimiento de la HE5 del CTE está fijado en su apartado 4.

El mantenimiento de las instalaciones que queden fuera del cumplimiento de la HE5 del CTE, seguirá las pautas establecidas en el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE. No obstante, este protocolo de la HE5 también puede utilizarse para el mantenimiento de dichas instalaciones.

Protocolo:

Para englobar las operaciones necesarias durante la vida de la instalación con el propósito de asegurar el funcionamiento, aumentar la fiabilidad y prolongar la duración de la misma, se definen dos escalones complementarios de actuación:

- Plan de vigilancia
- Plan de mantenimiento preventivo

Plan de vigilancia:

Se refiere básicamente a las operaciones que permiten asegurar que los valores operacionales de la instalación son correctos.

Es un plan de observación simple de los parámetros funcionales principales (energía, tensión, etc.) para verificar el correcto funcionamiento de la instalación, incluyendo la limpieza de los módulos en el caso de que sea necesario.

Plan de mantenimiento preventivo:

1. Son operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otros, que aplicados a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la instalación.
2. El plan de mantenimiento debe realizarse por personal técnico competente que conozca la tecnología solar fotovoltaica y las instalaciones eléctricas en general. La instalación tendrá un libro de mantenimiento en el que se reflejen todas las operaciones realizadas, así como el mantenimiento correctivo.
3. El mantenimiento preventivo ha de incluir todas las operaciones de mantenimiento y sustitución de elementos fungibles o desgastados por el uso, necesarias para asegurar que el sistema funcione correctamente durante su vida útil.
4. El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá, al menos, una revisión semestral en la que se realizarán las siguientes actividades:
  - a. Comprobación de las protecciones eléctricas.
  - b. Comprobación del estado de los módulos: comprobar la situación respecto al proyecto original y verificar el estado de las conexiones.
  - c. Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.
  - d. Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornes), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.

## 5.2. Ejecución de la instalación

### 5.2.1. Integración arquitectónica

Se distinguen dos tipos de integración arquitectónica que reciben distintas denominaciones:

- General: No tiene cuidados con la arquitectura. Es el caso de una instalación de una cubierta plana donde los módulos fotovoltaicos se disponen en una estructura metálica orientada al sur y a la que se le da una inclinación adecuada.
- Superposición arquitectónica: Los módulos solares se colocan paralelos a los planos que forman la envolvente del edificio. Pueden ser paralelos a una fachada o a una cubierta. En este caso, no han de colocarse en horizontal puesto que se perdería el efecto autolimpieza con la lluvia.
- Integración arquitectónica: Se considera que existe integración arquitectónica cuando los módulos cumplen una doble función: la energética y la arquitectónica,

ya que los módulos fotovoltaicos sustituyen elementos constructivos convencionales o son constituyentes de la composición arquitectónica.

Una buena pauta para integrar o superponer instalaciones en un edificio es la de seguir las líneas principales del mismo.

### Integración arquitectónica y CTE

El CTE exige evaluar, sin excepciones, y siguiendo las pautas establecidas, las pérdidas por orientación, inclinación y sombras del sistema generador para asegurar un emplazamiento adecuado. La instalación de los módulos solares se efectuará de forma que las pérdidas debidas a estos factores sean inferiores a los límites indicados en la tabla 19:

<b>Pérdidas límite</b>			
<b>Caso</b>	<b>Orientación e inclinación</b>	<b>Sombras</b>	<b>Total</b>
General	10%	10%	15%
Superposición	20%	15%	30%
Integración arquitectónica	40%	20%	50%

*Tabla 19. Pérdidas límite según caso*

Sin embargo, en aquellos casos que por razones arquitectónicas excepcionales no se pueda instalar la potencia exigida cumpliendo con los valores de pérdidas límite establecidos, se justificará dicha imposibilidad y se buscará la ubicación que se aproxime a la que ofrezca la máxima producción.

Esta condición de evaluar las pérdidas por orientación e inclinación, puede ser considerada no como una restricción a la forma de implantar los módulos solares, sino como un aliciente para lograr una implantación adecuada de los mismos, respetando las características de la edificación y su entorno.

En la ilustración 10, se puede comprobar de una forma aproximada las pérdidas en una instalación por motivo de su orientación e inclinación, en comparación con la que tendría si tuviese una orientación e inclinación óptima.



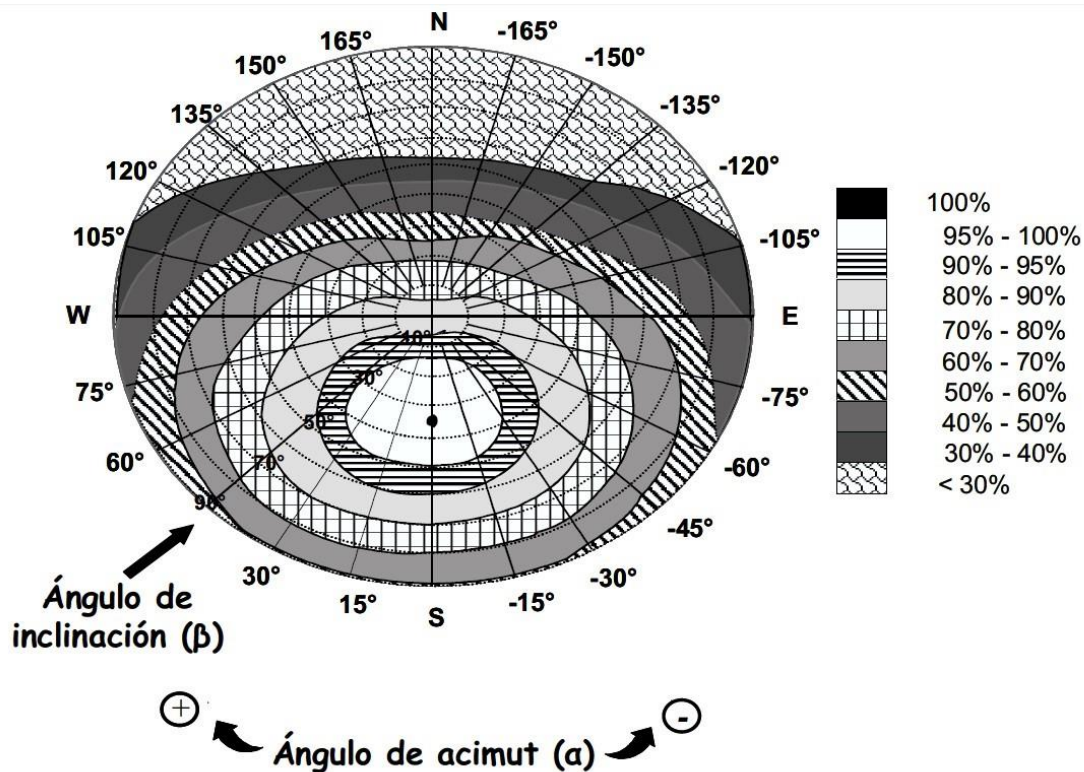


Ilustración 10. Porcentaje de radiación anual colectada, respecto de la situación óptima, según las distintas orientaciones e inclinaciones de la superficie receptora. Gráfico extraído de la Tesis Doctoral "Caracterización de la radiación solar para aplicaciones fotovoltaicas en el caso de Madrid", de M. H. Macagnan.

Se observa que variaciones de 30° en azimut, o variaciones de 15° en la inclinación, tienen unas pérdidas energéticas aproximadas del 5% respecto al máximo que se puede conseguir con una orientación e inclinación óptimas. Esto da lugar a que se puede conseguir una adecuada implantación de instalaciones, buscando soluciones que no desentonen en la edificación o el entorno, sin renunciar a unos rendimientos energéticos adecuados.

### Evolución y tendencias

En principio, la implantación de los sistemas solares tenía como principal objetivo el abastecimiento energético. El paulatino incremento de la potencia instalada junto a la mejora de la tecnología empleada ha acercado al público en general estas tecnologías, efectuándose una labor divulgativa que ha tenido como consecuencia la progresiva desaparición de las dudas acerca de la efectividad de estas instalaciones. Esto ha dado pie a que actualmente los nuevos retos no sean solo energéticos, sino que además se buscan soluciones arquitectónicas que integren, en mayor o menor medida, las instalaciones solares en las edificaciones.

La integración de las instalaciones solares en un proyecto de construcción de un edificio ya definido puede no resultar una tarea fácil. La dificultad de encontrar un emplazamiento adecuado de los módulos solares, presencia de sombras, dificultades en la forma de anclaje de las estructuras de soporte, dificultades de asegurar la adecuada estanqueidad o el trazado de las líneas de conexión entre elementos, pueden ser aspectos que pesen demasiado como para dar por cerrado y sin éxito el proyecto de instalación.

Sin embargo, considerarlo en la fase de diseño arquitectónico puede ser mejor recibido por parte de los técnicos y proporcionar unos resultados satisfactorios en todas sus facetas.

Los efectos de la integración arquitectónica de una instalación solar en una edificación deben ser considerados en cada etapa del desarrollo del proyecto, comportamiento térmico, control de la luz natural y reducción del empleo de luz artificial, aspectos estéticos, etc. También debe ser un factor a tener en cuenta con el fin de minimizar los costes, evitar los posibles problemas constructivos e interacciones derivadas, así como para poder optimizar el proceso de fabricación y montaje, intentando coordinar adecuadamente las distintas unidades de ejecución previstas en cada momento.

Hay que tener en cuenta que la integración arquitectónica no es una técnica estándar, por lo que se necesita la atención y el compromiso de todas las partes involucradas.

El entorno urbano ofrece oportunidades interesantes a la hora de proyectar una instalación fotovoltaica. Las ciudades disponen de mucha superficie construida que puede utilizarse para la ubicación de una instalación solar sin necesidad de ocupar más suelo urbano.

Pueden diseñarse de forma que sirvan como elementos de construcción, cubiertas, muros, dispositivos para la protección solar y la lluvia, etc. Pueden ser visibles o virtualmente invisibles tanto para usuarios de un edificio como para el resto del público: las cubiertas de los edificios, ya sean acristaladas o no, los muros estructurales, los muros cortina acristalados, las marquesinas ubicadas en los aparcamientos de los centros comerciales, estaciones de autobuses, hoteles, bóvedas destinadas a proteger los viales de interconexión entre edificios, salidas de bocas de metro, los edificios singulares con las particularidades que ofrecen sus peculiares diseños, etc.

Evidentemente, no todos estos emplazamientos son siempre los óptimos o adecuados. Como ya se ha comentado, los efectos de las sombras de edificios próximos, posibles variaciones en el desarrollo urbanístico en los alrededores o una inadecuada orientación de la edificación pueden ser las barreras a salvar, pero puede ser un punto de partida a la hora de decidir dónde y cómo implantar una instalación solar.

Además de ser un elemento generador de energía, este tipo de instalaciones deben ser consideradas como elementos arquitectónicos innovadores, diferenciadores y que son capaces de transmitir una imagen de arquitectura comprometida con el desarrollo sostenible, así como una política de concienciación ambiental.

En definitiva, todo un ejercicio de imaginación para el promotor, arquitecto, proyectista, instalador, y, por qué no, usuarios y ciudadanos, para que entre todos se busque un plus para este tipo de instalaciones.

### 5.2.2. Sistemas soporte de módulos fotovoltaicos

Existen diversos tipos y modelos de estructuras soporte para módulos solares. Algunas de estas estructuras ya están diseñadas por los propios fabricantes, lo que facilita su elección y montaje. Puede darse el caso de que la instalación proyectada requiera de una solución no estandarizada, ya sea por tamaño, forma constructiva o criterios de integración arquitectónica.

En cualquier caso, deben tenerse en cuenta aspectos relativos a resistencia de materiales, dilataciones térmicas, transferencias de cargas, estanqueidad, etc., debiendo ajustarse a las exigencias indicadas en la parte correspondiente del CTE y demás normativa de aplicación.

En todos los casos se cumplirá con lo obligado por la Normativa Básica de la Edificación (NBE), el CTE y demás normas aplicables.

Especificaciones más importantes:

- La estructura ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas de viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en la NBE-AE-88.
- 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 del 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, mantenimiento y la posible necesidad de sustituciones de elementos.
- La tornillería será realizada 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.
- Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.
- En el caso de instalaciones integradas en cubierta que además hagan de cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanqueidad entre módulos se ajustará a las exigencias del CTE y a las técnicas usuales en la construcción de cubiertas.
- Las estructuras soporte necesarias para montar los módulos, tanto sobre superficie plana como integrados sobre tejado incluirán todos los accesorios y anclajes.
- La estructura soporte será calculada según el CTE para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.
- Si la estructura está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirá el CTE para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.

### 5.2.3. Ubicación del resto del equipamiento

Los paneles solares se ubican en el exterior, es decir, a intemperie, por lo que deben de disponer de una caja de conexión con un grado de estanqueidad adecuado (protección correspondiente a las proyecciones de agua IPX4) según la Instrucción Técnica ITC-BT-30 del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.

De esta misma forma las conexiones del cableado de tipo manguera serán de un aislamiento de 0.6/1 kV y deberán ajustarse perfectamente al correspondiente prensaestopas.

Las instalaciones a menos de 48 voltios en corriente continua podrían considerarse como de muy baja tensión por lo que solamente se deberá aplicar lo señalado en la Instrucción Técnica ITC-BT-36 del Reglamento para Baja Tensión, que permitirá utilizar un conductor con aislamiento menor, pero procurarán ajustarse lo mejor posible al correspondiente prensaestopas.

En general, si es posible, el resto de equipos se ubicarán en el interior a fin de poder utilizar material no estanco. Esto es de aplicación fundamentalmente para los inversores y los cuadros eléctricos. De la misma forma sucede en los casos de instalaciones aisladas con los bloques de baterías y el regulador.

En el caso de que por no existir edificación se deba colocar el inversor y el cuadro eléctrico a la intemperie, se escogerá el material con la adecuada protección (protección correspondiente a las proyecciones de agua IPX4).

### 5.2.4. Dimensionado de cables

Puesto que el recorrido de los cables es casi todo a la intemperie, estos deberán ser aptos para esta condición.

Tipos de cable:

- Cable multiconductor de doble aislamiento: este tipo de cable no necesita protección mecánica, es decir, no necesitará realizar su recorrido dentro de un tubo. Su nivel de aislamiento es de 1.000 V.
- Cable multiconductor de aislamiento simple: Se trata de cables muy flexibles no aptos para la intemperie, por lo que tienen que ser instalados dentro de un tubo de PVC o metálico que les servirá de protección mecánica. Su nivel de aislamiento es de 500 V.
- Cable de un conductor: Es un cable con aislamiento de PVC antillama que no es apto para instalaciones a la intemperie, por lo que deberá ir bajo tubo. Su nivel de aislamiento es de 750 V.

Generalmente, entre los paneles se utiliza un cable de doble aislamiento de 1.000 V y monoconductor. En una instalación fotovoltaica, los cables que unen los paneles con el inversor deben ser adecuados para que permitan soportar la intensidad que conducen y

que no se produzcan caídas de tensión superiores al 3 % en sistemas aislados y al 1,5 % en sistemas conectados a red.

En las instalaciones de conexión a red, los cables que unen el inversor con la red deben soportar el 125 % de la intensidad máxima que produce el inversor. La caída de tensión permitida entre la red y el inversor será del 1,5 % para la intensidad nominal.

En general, los conductores que unen los paneles conectados en serie son todos iguales y de la misma sección. Cuando hay que unir varias series en paralelo, es cuando se deben calcular la sección del cable. Si el campo fotovoltaico fuese una conexión a red sería igual pero conectándolo con el inversor.

Para simplificar el proceso de selección del cable, y con el objeto de obtener una rápida aproximación de la sección a emplear, se tiene la tabla 20 que se muestra a continuación, que indica la sección adecuada de cable para una caída de tensión del 5 % en sistemas de 12 V.

<b>Sección (mm<sup>2</sup>)</b>	<b>35</b>	<b>25</b>	<b>16</b>	<b>10</b>	<b>6</b>	<b>4</b>	<b>2,5</b>	<b>1,5</b>
<b>Corriente (A)</b>								
<b>1</b>	540	389	246	156	93	62	39	22
<b>2</b>	270	194	123	78	46	31	19	11
<b>3</b>	180	130	82	52	31	20	13	7
<b>4</b>	135	97	62	39	23	15	10	5
<b>5</b>	108	78	49	31	18	12	8	4
<b>6</b>	90	65	41	26	15	10	6	3
<b>7</b>	77	55	35	22	13	9	5	2,8
<b>8</b>	67	49	31	19	12	8	4,5	2,5
<b>9</b>	60	43	17	17	10	7	4	2
<b>10</b>	54	39	15	16	9	6	3,5	1,8
<b>12</b>	45	32	10	13	8	5	3	1,5
<b>15</b>	36	26	16	10	6	4	2	1
<b>18</b>	30	22	14	9	5	3	1,8	0,8
<b>21</b>	26	18	12	7	4	3	1,6	0,7
<b>24</b>	22	16	10	6,5	3,5	2,5	1,5	0,5
<b>27</b>	20	14	9	5,5	3	2	1	-
<b>30</b>	18	13	8	5	2,5	1,5	0,8	-

Tabla 20. Sección adecuada de cable para una caída de tensión del 5 % en sistemas de 12 V

Para utilizar la tabla correctamente se han de seguir ciertas indicaciones:

- En la columna de la izquierda debe elegirse la corriente que se espera que circulará por el cable.
- Sobre el renglón anterior, se busca la distancia que recorrerá dicho tramo de cable.
- Mirando en la parte superior de la columna donde coinciden los datos anteriores, se obtiene la sección adecuada.

Para instalaciones de 24, 36 o 48 V se procederá de forma similar pero la sección obtenida se dividirá entre 2, 3 y 4 respectivamente.

Si el valor obtenido de la división no corresponde con un valor normalizado de sección, deberá tomarse el normalizado directamente superior.

Sin embargo, para realizar el cálculo real de la sección del conductor a emplear, se deberán adoptar los criterios indicados en las ITC del Reglamento para Baja Tensión que resulten aplicables en cada caso. También el Ministerio de Ciencia y Tecnología dispone de una Guía Técnica de aplicación del RBT, y que en su Anexo 2 indica la forma de proceder para el citado cálculo.

### 5.2.5. Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión

En general, si el tipo de instalación solar fotovoltaica es de potencia menor a 10 kW no precisan proyecto técnico.

En caso de existir proyecto, será éste el que fije las características de instalación.

En caso de instalaciones de potencias menores de 10 kW, los instaladores electricistas ejecutarán y diseñarán las instalaciones, las de más de 10 kW las diseñarán proyectistas y las ejecutarán instaladores electricistas.

Las Instrucciones Técnicas Complementarias del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión aplicables a las instalaciones solares fotovoltaicas son:

- ITC-BT-08: Se refiere a los sistemas de conexión del neutro y de las masas en redes de distribución de energía eléctrica.
- ITC-BT-24: Se refiere a la protección contra los contactos directos e indirectos en las instalaciones interiores o receptoras.
- ITC-BT-40: Se refiere a las instalaciones generadoras de baja tensión.

Aparte, se aplicarán otras ITC en lo referente a cálculo de secciones de conductores, ejecución de las instalaciones, etc.

Las instalaciones fotovoltaicas contempladas están formadas, en general, por dos circuitos eléctricos diferentes, uno en corriente continua y otro en corriente alterna.

## Circuitos de Corriente Continua

En las instalaciones de corriente continua de tensiones bajas, hasta 75 V, no existen problemas de seguridad.

En general, se adopta según la ITC-BT-24 el sistema de protección siguiente:

- Protección contra contactos directos: mediante lo señalado en la ITC-BT-24 sobre el aislamiento de las partes activas.
- Protección contra contactos indirectos: mediante lo señalado en la ITC-BT-24 sobre la protección en equipos de la clase II.

Se debe contrastar que tanto los módulos solares como las conexiones sean de clase II. Asimismo, los conductores deberán ser de doble aislamiento.

En el caso de tratarse de conexiones a red donde se pueden utilizar tensiones en corriente continua muy elevadas (varios de cientos de voltios) la solución anterior pese a ser reglamentaria puede llegar a ser peligrosa. Normalmente se utiliza el sistema de corriente continua aislado de tierra. Los conductores activos no se ponen a tierra y la corriente continua llega al inversor. Las protecciones están después del inversor en la parte de alterna.

El generador fotovoltaico es una red que no está unida a tierra. Si una persona hace contacto con un elemento eléctrico (toca un cable) el contacto no afecta a la persona puesto que no existe un retorno de la corriente por estar aislado a tierra.

Si por el paso del tiempo, en la instalación se produce un defecto en la parte de corriente continua, la instalación sigue funcionando ya que el defecto no se manifiesta con la derivación a tierra.

En este caso, si se produce un contacto de la persona con la instalación, sí existe un riesgo grave, teniendo en cuenta la elevada tensión de corriente continua a la que se trabaja.

Por ello, para estos casos sería recomendable el uso de un sistema de detección de defecto de aislamiento.

## Circuitos de Corriente Alterna

En la parte de corriente alterna de las instalaciones, tanto en las de sistemas aislados como en las de sistemas conectados a red, no deben existir problemas.

Sistemas:

- Instalaciones fotovoltaicas aisladas con inversor de corriente alterna a 220 V:
  - La protección contra contactos directos se realiza mediante lo señalado en la ITC-BT-24 en el apartado de aislamiento de partes activas y en el de protección diferencial.
  - La protección contra contactos indirectos se realiza según los esquemas de la ITC-BT-08.

- Sistemas fotovoltaicos conectados a red: El Real Decreto 1663/2000 señala la forma de ejecutar esta parte de la instalación:
  - Capítulo III, art. 8 - 1) Condiciones técnicas de carácter general: “Así mismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación...”.
  - Capítulo III, art. 11 – 2) Protecciones: “Interruptor automático diferencial con el fin de proteger a las personas en el caso de derivaciones de algún elemento de la parte continua de la instalación...”.
  - Capítulo III, art. 12) Condiciones de puesta a tierra: “Las instalaciones deberán disponer de una separación galvánica entre la red de distribución de baja tensión y las instalaciones fotovoltaicas...”.



## 6. Análisis de soluciones



## 6.1. Paneles solares

La instalación solar fotovoltaica presenta una potencia nominal de 100 kW, con lo que habrá que decidirse por una buena elección del tipo de panel a instalar. Según el material que los componen, existen tres tipos de módulos solares:

- Silicio puro monocristalino: Basados en secciones de una barra de silicio perfectamente cristalizado en una sola pieza. Se alcanzan rendimientos del 16 %. Es el panel más caro.
- Silicio puro policristalino: Los paneles policristalinos se basan en secciones de una barra de silicio que se ha estructurado desordenadamente en forma de pequeños cristales. Son visualmente muy reconocibles por presentar en su superficie un aspecto granulado. Se obtiene con ellos un rendimiento inferior que con los monocristalinos, con un 14 %, siendo su precio también más bajo.
- Silicio amorfo (TFS): Basados también en el silicio, pero, a diferencia de los anteriores, este material no sigue una estructura cristalina. Los paneles de este tipo son habitualmente empleados para pequeños dispositivos electrónicos y en pequeños paneles portátiles. Su rendimiento máximo alcanzado es del 8 %.

## 6.2. Estructura

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.

En función del tipo de estructura que soportarán los módulos nos encontramos con diferentes soluciones:

- Estructura de captación solar fija: Es la más fácil y sencilla de instalar, y también la más económica. El inconveniente que se encuentra es que este sistema no puede aprovechar toda la radiación solar posible al quedar fijada su orientación e inclinación. Esto hace que se saque provecho del sol un número limitado de horas sin olvidar que la máxima producción se produce cuando los rayos solares inciden perpendicularmente sobre la superficie de captación. Nos encontramos con dos tipos de estructuras fijas:
  - Estructura fija anclada: Es el sistema más utilizado, esta estructura va anclada directamente a la cubierta con determinados sistemas de fijación.
  - Estructura fija lastrada: Este sistema se utiliza en cubiertas donde no está permitida su perforación, utilizando así unos contrapesos de hormigón.
- Estructura de captación solar móvil: Estos sistemas consisten en soportes que son movidos mediante motores y controlados mediante sistemas electrónicos con la capacidad de soportar un número de módulos para captar la máxima energía por unidad de superficie. Con este sistema lo que se consigue es localizar la posición

del sol de forma automática y orientar los módulos de forma que el sol incida perpendicularmente consiguiendo el máximo rendimiento de captación. El inconveniente de este tipo de seguidores es su elevado coste económico y de instalación, pero su ventaja es un mayor aprovechamiento de la energía solar con una mejora de la producción y de venta a la red. Nos encontramos con dos tipos de estructuras móviles:

- Sistema con seguimiento en un eje: Estos soportes realizan un cierto seguimiento solar. La rotación del soporte se hace por medio de un solo eje, ya sea horizontal, vertical u oblicuo. Este tipo de seguimiento es más sencillo y más económico que el sistema de dos ejes, resultando sin embargo incompleto ya que solo podrá seguir la inclinación o el azimut del sol, pero no ambas a la vez.
- Sistema con seguimiento en dos ejes: Con este sistema ya es posible realizar un seguimiento total del sol en altitud y siempre se conseguirá que la radiación solar incida perpendicularmente obteniéndose la mayor captación posible.

### 6.3. Inversor

Su función principal es convertir la corriente continua procedente de los paneles fotovoltaicos en corriente alterna.

Las instalaciones fotovoltaicas tienen un elevado coste y no pueden permitirse fallos e imprudencias en la explotación de estas instalaciones, por este motivo los inversores deben tener un alto rendimiento y fiabilidad. El rendimiento de los inversores oscila entre el 90 y el 97 %, dicho rendimiento depende de la variación de la potencia de la instalación, por lo que se intentará que el inversor trabaje con potencias cercanas o iguales a la nominal, puesto que, si la potencia de entrada al inversor procedente de los paneles fotovoltaicos varía, el rendimiento disminuye.

Para evitar que el rendimiento disminuya con la variación de la potencia de entrada procedente de los paneles solares, los inversores deben estar equipados con dispositivos electrónicos que permitan realizar un seguimiento del punto de máxima potencia de los paneles, permitiendo obtener la máxima eficiencia posible del generador fotovoltaico en cualquier circunstancia de funcionamiento.

Uno de los parámetros importantes que definen un inversor es el rango de tensiones al cual puede funcionar con mayor rendimiento. Esto es importante, ya que la tensión que suministran los paneles del generador fotovoltaico para entregar la máxima potencia no siempre es la misma, sino varía con la temperatura y si esta tensión aumenta o disminuye con forme disminuye aumenta la temperatura podemos llegar a tener tensiones a la entrada del inversor superiores o inferiores a la tensión normal de funcionamiento del inversor.

En cuanto a la fiabilidad que debe aportar, un inversor debe estar equipado con protecciones que aseguren tanto el buen funcionamiento de la instalación como la seguridad de la misma.

La conversión de corriente continua en alterna podrá realizarse de diversas formas, pero la mejor manera dependerá de la semejanza que tenga la onda de salida a la onda senoidal:

- **Inversores de onda cuadrada:** La mayoría de los inversores funcionan haciendo pasar la corriente continua a través de un transformador, primero en una dirección y luego en otra. El dispositivo de conmutación que cambia la dirección de la corriente debe actuar con rapidez. A medida que la corriente pasa a través de la cara primaria del transformador, la polaridad cambia 100 veces cada segundo. Como consecuencia, la corriente que sale del secundario del transformador va alternándose, en una frecuencia de 50 ciclos completos por segundo. La dirección del flujo de corriente a través de la cara primaria del transformador se cambia muy bruscamente de manera que la forma de onda del secundario es ‘cuadrada’. Los inversores de onda cuadrada son más baratos, pero normalmente son también los menos eficientes. Producen demasiados armónicos que generan interferencias (ruidos).
- **Inversores de onda senoidal modificada:** Son más sofisticados y caros, y utilizan técnicas de modulación de ancho de pulso (PWM). El ancho de la onda es modificada para acercarla lo más posible a una onda senoidal. La salida no es todavía una auténtica onda senoidal, pero está bastante próxima gracias también a la tecnología DSP (Procesador de Señal Digital). El contenido de armónicos es menor que en la onda cuadrada.
- **Inversores de onda senoidal:** Con una electrónica más elaborada se puede conseguir una onda senoidal pura. Hasta hace poco estos inversores eran grandes y caros, además de ser poco eficientes (a veces solo un 40 % de eficiencia). Últimamente se han desarrollado nuevos inversores senoidales con una eficiencia del 90 % o más, dependiendo de la potencia. La incorporación de microprocesadores de última generación permite aumentar las prestaciones de los inversores con servicios de valor añadido como telecontrol, contaje de energía consumida, etc. Sin embargo, su coste es mucho más elevado que el de los inversores menos sofisticados.

## 6.4. Protecciones

Además de las protecciones integradas en el inversor, es necesario equipar la instalación con protecciones adicionales que protejan tanto la seguridad de la instalación y equipos como la seguridad de las personas responsables de su funcionamiento y mantenimiento. La implantación de protecciones deberemos llevarla a acabo atendiendo a la reglamentación vigente para este tipo de instalaciones, artículo 11 del Real Decreto 1663/2000 y al Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

Al tener tanta potencia continua como potencia alterna, además de equipar la instalación con las protecciones anteriores, serán necesarios dos grupos diferenciados de protecciones para cada caso:

- **Protecciones de continua:** Este tipo de aparamenta se instalará en la fase de potencia continua de la instalación fotovoltaica, es decir, desde los paneles solares hasta el inversor.

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

## 6.5. Sobrecargas soportadas

Tal y como describe el Pliego de condiciones Técnicas del IDAE, la estructura soporte de los módulos solares deberá resistir sobrecargas de viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en la normativa básica de la edificación NBE-AE-88. Para este caso, no se considerarán sobrecargas por nieve puesto que en esta zona de la provincia de Valencia no existe apenas riesgo de producirse nevadas durante el invierno y, si ocurren, son de baja intensidad no ocasionando posibles sobrecargas a las estructuras.

Por otro lado, se tendrá en cuenta la sobrecarga producida por el viento en dicha zona, la estructura está dimensionada para soportar vientos de unos 100-140 km/h como máximo. En su camino, el viento encontrará una superficie obstáculo de altura definida por las dimensiones de los paneles solares y la inclinación a la que se encuentran. Cuanta mayor sea la inclinación de los paneles solares, mayor será la superficie obstáculo para el viento y, por tanto, mayor será la carga que ejerza el viento sobre la estructura, por este motivo, en el caso de estructura fija, se dimensionará la estructura poniendo la parte más larga del panel sobre la superficie de la cubierta y con una inclinación de 34°.

## 6.6. Estudio energético y de rendimiento

El diseño de la instalación de la central fotovoltaica comienza con el análisis de la situación del emplazamiento, teniendo en cuenta la latitud y longitud. Para definir en qué posición se orientarán los módulos se estudia cuál es el ángulo óptimo de captación de los módulos, se deben tener en cuenta factores como la producción, pero también las posibilidades en seguridad, costes, viabilidad y potencia. Se deben buscar la mejor relación de todos estos factores y se debe analizar los posibles obstáculos existentes en el terreno ya que pueden afectar con sombras al campo fotovoltaico y perjudicar directamente sobre la producción.

Con esta información ya se realiza una configuración y la distribución preliminar de la planta en el terreno, calculando el número de módulos que se pueden colocar y la potencia pico de la instalación.

## 6.7. Radiación. Inclinación y orientación de los módulos

La latitud, longitud y altitud son parámetros clave para determinar la radiación disponible en el lugar donde se construirá la planta.

Los datos de radiación serán extraídos de la base de datos de PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) de la Comisión Europea totalmente actualizadas y con un ángulo de desviación de 0° Este de azimut por tener total libertad en el emplazamiento de los módulos.

## 6.8. Estudio de obstáculos y sombras en el campo fotovoltaico

Una vez definida la orientación y la inclinación de los módulos que forman parte del generador fotovoltaico, se debe analizar la presencia de obstáculos que puedan afectar a la planta con la proyección de sombras sobre el generador fotovoltaico. Se debe evitar siempre el sombreado de los módulos, ya sea por sombras temporales o permanentes, puesto que éstas causan la reducción del rendimiento de la instalación.

Es importante evitar sombras en las horas de máxima radiación (aproximadamente entre las 10:00 h y las 15:00 h, hora solar). La distancia de sombreado se calculará para el día de menor elevación del sol, es decir, para el solsticio de invierno (21 de diciembre). Así pues, el sombreado de las células tendrá efectos directos sobre el rendimiento total de la planta.

Tipos de sombreado:

- Sombreado temporal: Se produce por la nieve, hojas caídas, deposiciones de pájaros y de otros factores que pueden causar suciedad. Este sombreado se puede evitar fácilmente con una inclinación adecuada de los módulos y un mantenimiento preventivo.
- Sombreado permanente: Sombras provocadas por el entorno donde se instala la planta fotovoltaica. Este sombreado siempre puede evitarse.

## 6.9. Mantenimiento de la instalación

Deberá realizarse un plan de mantenimiento adecuado en la instalación solar fotovoltaica para asegurar el correcto funcionamiento y óptima explotación de la instalación, además de estos objetivos, con dicho plan de mantenimiento conseguiremos aumentar la eficiencia y la duración de la instalación. Dentro del plan se deberán realizar dos tipos de mantenimiento:

- Mantenimiento preventivo: Este tipo de mantenimiento consiste en inspeccionar visualmente la instalación solar y verificar que los distintos equipos como inversores y paneles solares y dispositivos como protecciones de la instalación funcionan correctamente. Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, si la instalación es de potencia inferior a 5 kWp, debe realizarse una visita al año como mínimo, mientras que, si la instalación fotovoltaica es de potencia superior, deberá realizarse una visita cada seis meses a la instalación, en la cual deberán comprobarse las protecciones eléctricas, el estado de los módulos solares, así como sus conexiones, el estado del inversor, protecciones y estado de los aislamientos de los conductores.
- Mantenimiento correctivo: En este plan de mantenimiento entran todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil.

Ambos tipos de mantenimiento deberán realizarse por personal cualificado para este tipo de instalaciones fotovoltaicas y todas las operaciones llevadas a cabo deberán ser registradas en un informe técnico.



## 7. Pliego de condiciones



## 7.1. Diseño

### 7.1.1. Diseño del generador fotovoltaico

#### Generalidades

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

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

#### Orientación e inclinación y sombras

La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites de la tabla 14. Se considerarán tres casos: general, superposición de módulos e integración arquitectónica. En todos los casos han de cumplirse tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos.

### 7.1.2. Diseño del sistema de monitorización

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

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

## 7.2. 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 de clase 2 y un grado de protección mínimo de IP65.

La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.

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

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

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

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

En la Memoria del proyecto se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes.

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

### Sistemas generadores fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos deberán incorporar el marcado CE, según la Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión.

Además, deberán cumplir la norma UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos. Adicionalmente, en función de la tecnología del módulo, éste deberá satisfacer las siguientes normas:

- UNE-EN 61215: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- UNE-EN 61646: Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicaciones terrestres. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.
- UNE-EN 62108. Módulos y sistemas fotovoltaicos de concentración (CPV). Cualificación del diseño y homologación.

Los módulos que se encuentren integrados en la edificación, aparte de que deben cumplir la normativa indicada anteriormente, además deberán cumplir con lo previsto en la Directiva 89/106/CEE del Consejo de 21 de diciembre de 1988 relativa a la aproximación de las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas de los Estados miembros sobre los productos de construcción.

Aquellos módulos que no puedan ser ensayados según estas normas citadas, deberán acreditar el cumplimiento de los requisitos mínimos establecidos en las mismas por otros medios, y con carácter previo a su inscripción definitiva en el registro de régimen especial dependiente del órgano competente.

Será necesario justificar la imposibilidad de ser ensayados, así como la acreditación del cumplimiento de dichos requisitos, lo que deberá ser comunicado por escrito a la Dirección General de Política Energética y Minas, quien resolverá sobre la conformidad o no de la justificación y acreditación presentadas.

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

Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación:

- Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.
- Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.
- Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del  $\pm 3 \%$  de los correspondientes valores nominales de catálogo.
- Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos, así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.
- Será deseable una alta eficiencia de las células.
- La estructura del generador se conectará a tierra.
- Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.
- Los módulos fotovoltaicos estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 10 años y contarán con una garantía de rendimiento durante 25 años.

## Estructura soporte

Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado en el Código Técnico de la Edificación respecto a seguridad.

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

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

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

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

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

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

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

En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustará a las exigencias vigentes en materia de edificación.

Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos, tanto sobre superficie plana (terraza) como integrados sobre tejado, cumpliendo lo especificado anteriormente sobre sombras. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.

La estructura soporte será calculada según la normativa vigente para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.

Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirán las normas UNE-EN 10219-1 y UNE-EN 10219-2 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.

Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE-EN ISO 14713 y UNE-EN ISO 10684 y los espesores cumplirán con los mínimos exigibles en la norma UNE-EN ISO 1461.

En el caso de utilizarse seguidores solares, estos incorporarán el marcado CE y cumplirán lo previsto en la Directiva 98/37/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de junio de 1998, relativa a la aproximación de legislaciones de los Estados miembros sobre máquinas, y su normativa de desarrollo, así como la Directiva 2006/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de mayo de 2006 relativa a las máquinas.

## Inversores

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

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

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

La caracterización de los inversores deberá hacerse según las normas siguientes:

- UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
- UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.

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

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

Adicionalmente, han de cumplir con la Directiva 2004/108/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de diciembre de 2004, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros en materia de compatibilidad electromagnética.

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

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

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA.

Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiación solar un 10% superiores a las CEM. Además soportará picos de un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.

El rendimiento de potencia del inversor (cociente entre la potencia activa de salida y la potencia activa de entrada), para una potencia de salida en corriente alterna igual al 50 % y al 100% de la potencia nominal, será como mínimo del 92% y del 94% respectivamente. El cálculo del rendimiento se realizará de acuerdo con la norma UNE-EN 6168: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.

El autoconsumo de los equipos (pérdidas en “vacío”) en “stand-by” o modo nocturno deberá ser inferior al 2 % de su potencia nominal de salida.

El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.

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

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

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

Los inversores para instalaciones fotovoltaicas estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 3 años.

## Cableado

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

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %.



El cable deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

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

## Conexión a red

Todas las instalaciones de hasta 100 kW cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículos 8 y 9) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

## Medidas

Todas las instalaciones cumplirán con el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

## Protecciones

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

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

## Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas

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 conectadas a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

## 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.

## Medidas de seguridad

Las centrales fotovoltaicas, independientemente de la tensión a la que estén conectadas a la red, estarán equipadas con un sistema de protecciones que garantice su desconexión en caso de un fallo en la red o fallos internos en la instalación de la propia central, de manera que no perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas, tanto en la explotación normal como durante el incidente.

La central fotovoltaica debe evitar el funcionamiento no intencionado en isla con parte de la red de distribución, en el caso de desconexión de la red general. La protección anti-isla deberá detectar la desconexión de red en un tiempo acorde con los criterios de protección de la red de distribución a la que se conecta, o en el tiempo máximo fijado por la normativa o especificaciones técnicas correspondientes. El sistema utilizado debe funcionar correctamente en paralelo con otras centrales eléctricas con la misma o distinta tecnología, y alimentando las cargas habituales en la red, tales como motores.

Todas las centrales fotovoltaicas con una potencia mayor de 1 MW estarán dotadas de un sistema de teledesconexión y un sistema de telemedida. La función del sistema de teledesconexión es actuar sobre el elemento de conexión de la central eléctrica con la red de distribución para permitir la desconexión remota de la planta en los casos en que los requisitos de seguridad así lo recomienden. Los sistemas de teledesconexión y telemedida serán compatibles con la red de distribución a la que se conecta la central fotovoltaica, pudiendo utilizarse en baja tensión los sistemas de telegestión incluidos en los equipos de medida previstos por la legislación vigente.

Las centrales fotovoltaicas deberán estar dotadas de los medios necesarios para admitir un reenganche de la red de distribución sin que se produzcan daños. Asimismo, no producirán sobretensiones que puedan causar daños en otros equipos, incluso en el transitorio de paso a isla, con cargas bajas o sin carga. Igualmente, los equipos instalados deberán cumplir los límites de emisión de perturbaciones indicados en las normas nacionales e internacionales de compatibilidad electromagnética.

### 7.3. Recepción y pruebas

El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas para facilitar su correcta interpretación.

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

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

- Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.

- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.
- Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

- Entrega de toda la documentación requerida en este PCT, y como mínimo la recogida en la norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los deshechos a vertedero.

Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.

Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía mínima será de 10 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.

No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se aprecia que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

## 7.4. Cálculo de la producción anual esperada

En la Memoria se incluirán las producciones mensuales máximas teóricas en función de la irradiancia, la potencia instalada y el rendimiento de la instalación.

Los datos de entrada que deberá aportar el instalador son los siguientes:

- $G_{dm}(0)$ .

Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal, en kWh/(m<sup>2</sup> Adía), obtenido a partir de alguna de las siguientes fuentes:

- Agencia Estatal de Meteorología.
- Organismo autonómico oficial.
- Otras fuentes de datos de reconocida solvencia, o las expresamente señaladas por el IDAE.

- $G_{dm}(\alpha, \beta)$ .  
Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/(m<sup>2</sup>·día), obtenido a partir del anterior, y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado en caso de ser éstas superiores a un 10 % anual. El parámetro  $\alpha$  representa el azimut y  $\beta$  la inclinación del generador,
- Rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”, PR. Eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, que tiene en cuenta:
  - La dependencia de la eficiencia con la temperatura.
  - La eficiencia del cableado.
  - Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad.
  - Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.
  - La eficiencia energética del inversor.
  - Otros.

## 7.5. Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento

### Generalidades

Se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de al menos tres años.

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

### Programa de mantenimiento

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

Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación 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, verificación 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 será bianual y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma.
- 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 debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá, al menos, una visita (anual para el caso de instalaciones de potencia de hasta 100 kWp 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, 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).

## Garantías

### Ámbito general de la garantía

- Sin perjuicio de cualquier posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.
- La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la certificación de la instalación.

## Plazos

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

## Condiciones económicas

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

## Anulación de la garantía

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

## Lugar y tiempo de la prestación

- Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente, lo comunicará fehacientemente al fabricante.
- El suministrador atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de una semana y la resolución de la avería se realizará en un tiempo máximo de 10 días, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas.
- Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el

domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.

- El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas a la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 10 días naturales.





## 8. Resultados finales



## 8.1. Instalación solar fotovoltaica

### 8.1.1. Módulos fotovoltaicos

La elección de paneles monocristalinos es por su elevada eficiencia frente a los policristalinos y amorfos, ya que lo que interesa es sacar la máxima producción posible para obtener un mayor beneficio con la venta de energía.

Los módulos utilizados son del modelo VBHN240SJ25 del fabricante Panasonic, de 240 W de potencia pico. Ofrecen garantía 100 % española, de defectos materiales para un periodo de 10 años y una garantía de producción del módulo durante 25 años. Panasonic garantiza una producción del 90 % de la potencia nominal durante los primeros 10 años y del 80 % de la potencia nominal durante los primeros 25 años.

Los módulos se fabrican con células de alto rendimiento (19,40 %) de tecnología de silicio monocristalino y disponen de los certificados IEC 61730 aplicación clase A (TÜV) y marcado CE.

Además, los módulos presentan baja tolerancia del 3 % de potencia, lo que permite contar con bajas discrepancias en cuanto a las indicaciones generales.

En la tabla 21 mostrada a continuación, se muestran algunas de sus especificaciones técnicas:

<b>Panasonic VBHN240SJ25</b>	
<b>Características eléctricas</b>	
Potencia pico	240 W
Tolerancia potencia	10 %
Voltaje a circuito abierto	52,4 V
Corriente a cortocircuito	5,85 A
Voltaje a potencia máxima	43,6 V
Corriente a potencia máxima	5,51 A
<b>Células</b>	
Tipo de células	Silicio monocristalino

Número de células	72 serie
<b>Características físicas</b>	
Longitud	15080 ± 2 mm
Anchura	798 ± 2 mm
Espesor	35 ± 1 mm
Peso	15 kg

Tabla 21. Especificaciones técnicas del módulo fotovoltaico Panasonic N 240

Con esta elección se obtiene una potencia pico en módulos de 69.120 W con un total de 288 módulos.

Los módulos se conectan entre sí en serie 18 módulos y en 2 filas para conseguir la tensión de trabajo del inversor en el punto de máxima potencia.

De cada una de las series se harán llevar los dos cables (positivo y negativo) hasta la caja de protección en continua. Los polos positivos y negativos se conducirán por separado y protegidos según la normativa vigente. Todo el cableado estará en corriente continua de doble aislamiento y adecuado para el uso a la intemperie de acuerdo con la norma UNE 21123.

La caída máxima admisible en los tramos de CC será de 0 %, es decir, se evitará que se produzca caída de tensión aumentando la sección del cable.

La distribución del cableado se realizará con bandejas metálicas perforadas que permiten una óptima evacuación del calor y, por tanto, se optimiza el rendimiento. El cableado se protegerá de la luz gracias a las tapas metálicas de estas bandejas.

### 8.1.2. Inversor

Para el diseño de la instalación se elegirá el modelo trifásico Ingecon Sun 3 Play 10TL del fabricante Ingeteam. A continuación, en la tabla 22, se muestran las características técnicas y físicas del inversor escogido:

<b>Ingeteam Ingecon Sun 3 Play 10TL</b>	
<b>Entrada CC</b>	
Rango de tensiones	200 – 820 V
Máxima tensión	1.000 V
Máxima corriente	20 A

Máxima potencia FV recomendada	13,4 kW
<b>Salida CA</b>	
Tensión	400 V
Potencia nominal	10 kW
Intensidad máxima	15 A
<b>Características físicas</b>	
Anchura	706 mm
Profundidad	368 mm
Altura	735 mm
Peso	57,8 kg

Tabla 22. Especificaciones técnicas del inversor de 10 kW

Los inversores se encontrarán en un cuarto de dimensiones 5x5x2 m a una distancia de 250 m aproximadamente del grupo de paneles más lejano. Esta distancia servirá como referencia para el cálculo de la sección del cableado entre el cuadro de protecciones de continua situado en la base de cada estructuray el cuarto de inversores.

### 8.1.3. Estructura, soporte de módulos y anclajes

El sistema de anclaje de los módulos solares a la instalación será mediante un tornillo auto-roscante, los módulos serán anclados sobre una serie de carriles colocados en horizontal y vertical con la inclinación que más favorezca a la producción según el mes en el que se realice el montaje y siempre orientación SUR.

Este tornillo auto-roscante será de las características suficientes para aguantar las sobrecargas debidas al viento.

## 8.2. Cables

Para todas las secciones de cableado calculadas, elegiremos el cable RZ1-K (AS) 0,6/1 kV del fabricante General Cable. El conductor es de cobre flexible de clase 5 con un aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) con una cubierta exterior de polioefina termoplástica libre de halógenos. La serie de cables EXZHELLENT XXI está constituida por cables flexibles unipolares y multipolares de 600/1000 V. La temperatura máxima de servicio de cable es de 90°C, siendo capaz de trabajar a muy bajas temperaturas del orden de -40°C.

Se trata de un cable de alta seguridad no propagador de la llama, no propagador de incendio y de reducida opacidad de los humos emitidos, libres de halógenos y de reducida acidez y corrosividad de los gases emitidos durante la combustión.

En la tabla 23 se detallan todas las secciones necesarias para cada una de las partes de la instalación:

Línea de la instalación	Sección (mm <sup>2</sup> )
Entre módulos	2x1,5
Módulos – Protecciones CC	2x1,5
Protecciones CC - Inversor	2x6
Inversor – Protecciones 1 CA	3x2,5
Protecciones 1 CA – Protecciones 2 CA	3x2,5
Protecciones 2 CA - CT	3x16

Tabla 23. Secciones del cable utilizado para las distintas líneas de la instalación

El cableado entre módulos irá montado al aire y atado con bridas homologadas. El cableado entre módulos y las protecciones de continua también irá montado al aire. Sin embargo, el cableado entre las protecciones de continua y el cuarto de inversores irá montado en una rejilla metálica de 20 cm. El cableado entre el inversor y ambas protecciones de alterna también irá montado al aire. Por otro lado, el cableado entre el segundo cuadro de protecciones de alterna irá enterrado en la zanja descrita en los cálculos y cubierto por un tubo de PVC de 110 mm<sup>2</sup> según la tabla 9 del ITC-BT-21 por tratarse de 8 conductores de 25 mm<sup>2</sup>.

### 8.3. Protecciones y toma de tierra

En cuanto a las protecciones de la instalación, tenemos dos partes: continua y alterna.

La parte de continua tendrá únicamente como método de protección un fusible de 10 A con capacidad de corte de 30 kA de la serie 10x38 del fabricante df Electric con una tensión nominal de 1.000 V.

La parte de continua tendrá diversas protecciones: A la salida del inversor tendremos un interruptor magnetotérmico y un interruptor diferencial. Para proteger la línea de baja tensión hasta el centro de transformación, utilizaremos un interruptor magnetotérmico

general. Y, finalmente, para proteger el centro de transformación, instalaremos un interruptor automático seccionador.

El interruptor magnetotérmico que colocaremos a la salida del inversor será del tipo 3P+N con una intensidad nominal de 50 A con curva C y capacidad de corte de 6 kA. Será el modelo iK60N del fabricante Schneider Electric.

El interruptor diferencial que colocaremos a la salida del inversor será del tipo 4P con una intensidad nominal de 63 A y sensibilidad frente a fugas a tierra de 30 mA. Será el modelo iID del fabricante Schneider Electric.

El interruptor magnetotérmico general que utilizaremos para proteger la línea de baja tensión desde el cuarto de inversores hasta el centro de transformación será del tipo 4P con una intensidad nominal de 100 A con curva D con capacidad de corte de 25 kA. Será el modelo NG125N del fabricante Schneider Electric.

Finalmente, el interruptor automático seccionador que colocaremos a la entrada del centro de transformación será del tipo 4P con una intensidad nominal de 200 A y capacidad de corte de 330 kA. Será el modelo Compact INS250 del fabricante Schneider Electric.

En cuanto a la puesta a tierra, debido a la naturalidad del terreno será necesaria una placa conductora enterrada a 0,8 m. Las conexiones en los conductores de tierra serán realizadas mediante dispositivos, con tornillos de apriete u otros similares, que garanticen una continua y perfecta conexión entre ellos.

El cableado de puesta a tierra tendrá que ver con la sección de los conductores entre las diferentes secciones mencionadas previamente. El cableado de puesta a tierra será el mostrado en la tabla 24:

Línea de la instalación	Sección de la derivación a tierra (mm <sup>2</sup> )
Entre módulos	1,5
Módulos – Protecciones CC	1,5
Protecciones CC - Inversor	6
Inversor – Protecciones 1 CA	2,5
Protecciones 1 CA – Protecciones 2 CA	2,5
Protecciones 2 CA - CT	16

Tabla 24. Sección del cable de la derivación a tierra según la línea de la instalación

## 8.4. Centro de transformación

Utilizaremos el transformador de distribución modelo Resiglas de media tensión, del fabricante Schneider Electric.

Este transformador presenta potencias de hasta 5,5 MVA con un voltaje de 36 kV a frecuencias de 50 o 60 Hz. Toda la gama de transformadores está equipada con refrigeración por aire para un continuo uso en interiores con un nivel bajo sonoro.

Para el correcto funcionamiento del CT, necesitaremos un correcto equipo de medida de energía, la instalación de tierras exteriores para la protección del transformador, así como una defensa física del transformador en caso de sobretensiones.

El centro de transformación se encontrará en un cuarto a 50 metros del cuarto de inversores. El cuarto del centro de transformación será idéntico al cuarto de inversores, de dimensiones 5x5x2 m.

El centro de transformación recibirá dos líneas, una por cada dos inversores como se ha mencionado previamente, para dividir la carga de energía en el cableado y aumentar la seguridad de la instalación, así como disminuir las posibilidades de sobretensiones, pérdidas, etc.



## 9. Cálculos



## 9.1. Dimensionado de la instalación

En el diseño de una instalación fotovoltaica se encuentran múltiples alternativas. Una instalación puede ser diseñada con distintos módulos solares, así como diversos tipos de inversores. De todas las posibles alternativas, se han tenido en cuenta las más favorables desde el punto de vista productivo y económico.

Para el diseño de la presente instalación se ha propuesto realizarla utilizando dos tipos de inversores: un único inversor centralizado de 77 kW y ocho inversores tipo string de 10 kW. Para todas las opciones se ha utilizado la misma placa de 240 W por resultar la opción más económica en cuanto la relación potencia/precio. Por último, para cada una de las dos opciones de configuración de la central según el inversor utilizado, se realizará también un estudio energético y económico con y sin estructuras de ángulo variable para finalmente realizar una elección lo más viable y rentable posible.

## 9.2. Características de los equipos utilizados

Los paneles solares que se emplearán en todas las alternativas propuestas serán del fabricante Panasonic, modelo VBHN240SJ25. Algunas de sus especificaciones técnicas se muestran en la tabla 25 a continuación:

<b>Panasonic VBHN240SJ25</b>	
<b>Características eléctricas</b>	
Potencia pico	240 W
Tolerancia potencia	10 %
Voltaje a circuito abierto	52,4 V
Corriente a cortocircuito	5,85 A
Voltaje a potencia máxima	43,6 V
Corriente a potencia máxima	5,51 A
<b>Células</b>	
Tipo de células	Silicio monocristalino

Número de células	72 serie
<b>Características físicas</b>	
Longitud	15080 ± 2 mm
Anchura	798 ± 2 mm
Espesor	35 ± 1 mm
Peso	15 kg

Tabla 25. Especificaciones técnicas del módulo fotovoltaico Panasonic N 240

En cuanto a los inversores, se utilizarán dos inversores distintos: un inversor central de 70 kW del fabricante Ingeteam, modelo Ingecon Sun 3 Play 10TL y el SUN 70, del mismo fabricante, de 70 kW. En las tablas 26 y 27 de a continuación se muestran algunas de las especificaciones técnicas de los dos inversores evaluados para el diseño de la instalación:

<b>Ingeteam Ingecon Sun 3 Play 10TL</b>	
<b>Entrada CC</b>	
Rango de tensiones	200 – 820 V
Máxima tensión	1.000 V
Máxima corriente	20 A
Máxima potencia FV recomendada	13,4 kW
<b>Salida CA</b>	
Tensión	400 V
Potencia nominal	10 kW
Intensidad máxima	15 A
<b>Características físicas</b>	
Anchura	706 mm
Profundidad	368 mm
Altura	735 mm
Peso	57,8 kg

Tabla 26. Especificaciones técnicas del inversor de 10 kW

<b>Ingeteam Ingecon SUN 70</b>	
<b>Entrada CC</b>	
Rango de tensiones	405 – 750 V
Máxima tensión	900 V
Máxima corriente	182 A
Máxima potencia FV recomendada	91 kW
<b>Salida CA</b>	
Tensión	400 V
Potencia nominal	77 kW
Intensidad máxima	131 A
<b>Características físicas</b>	
Anchura	1.031 mm
Profundidad	877 mm
Altura	1.761 mm
Peso	1.162 kg

Tabla 27. Especificaciones técnicas del inversor de 77 kW

### 9.3. Alternativa 1: Configuración de la instalación con un único inversor de 77 kW

En el dimensionado una instalación solar fotovoltaica conectada a red de distribución, deben garantizarse unas prestaciones eléctricas mínimas de 1.000 kWh/kWp al año, con el fin de maximizar la producción de electricidad solar. Así si la instalación es de 77 kWp, debería de suministrar una energía de 77.000 kWh/año como mínimo para ser rentable. La presente instalación suministra en torno a 116.000 kWh/año para la instalación sobre montura fija y 125.000 kWh/año para el caso de la instalación con montura sobre inclinación variable.

Siempre que se va a diseñar una instalación fotovoltaica lo primero que hay que hacer es el dimensionado de la instalación, es decir, el número de módulos fotovoltaicos necesarios, así como el número de inversores y su potencia. Además, será necesario saber

la disposición de los módulos en serie y paralelo con el fin de satisfacer una tensión e intensidad total del generador fotovoltaico adecuadas dentro de los límites establecidos por el inversor.

A continuación, en las tablas 28 y 29 se mostrarán los datos más relevantes de los módulos fotovoltaicos usados, así como el inversor:

Módulo fotovoltaico: Panasonic VBHN240SJ25.

Panasonic N 240	
Potencia	270 W
Intensidad	8,58 W
V mpp	31,48 V
V nominal	24 V
V vacío	38,56 V
I cortocircuito	9,27 A

Tabla 28. Características generales del módulo Panasonic N240.

En primer lugar, se explicará brevemente la composición y el funcionamiento de cada módulo.

Un módulo fotovoltaico está formado por una asociación de células fotovoltaicas en donde al incidir una radiación solar se crea una pequeña caída de tensión en cada una de ellas. Al conectarlas en serie, la tensión de cada una se suma y la corriente se mantiene, mientras que si se conectan en paralelo es la corriente la que se suma, manteniéndose la tensión.

En nuestro caso se dispone de una asociación de 72 células en serie y 1 en paralelo dando como resultado los valores citados anteriormente.

Inversor: Ingeteam Ingecon SUN 70

Número y potencia AC	1/77 kW
Tensión de suministro a la red	400 V
Corriente nominal de salida	131 A
Potencia CC	78 kW
Tensión de entrada mínima/máxima	405 V/750 V
Tensión máxima permisible de entrada	900 V

Intensidad máxima de entrada	181 A
Rango de temperatura de trabajo	-20°C...+65°C
Sistema de conexionado	Trifásico
Eficiencia europea	96,1 %

Tabla 29. Características generales del inversor Ingeteam Ingecon SUN 70

El inversor es el encargado de convertir la corriente continua producida en el generador fotovoltaico en corriente alterna, de hacer trabajar al generador en el punto de máxima potencia y de ajustar la corriente a la salida con la frecuencia y tensión de la red.

Para calcular el generador fotovoltaico se parte del rango de la tensión de entrada en el inversor.

### Configuración de la central:

Antes de comenzar con los cálculos, se ha de tener presente que los cálculos realizados a continuación para esta opción de inversor estarán totalmente comentados y servirán, tanto las ecuaciones utilizadas como sus razonamientos, como base para realizar los cálculos para el otro inversor. Con esto se ahorra repetir exactamente los mismos argumentos utilizados en esta opción para la otra alternativa de inversor.

A continuación, se muestran todos los cálculos realizados y comentados apropiadamente para la correcta comprensión de los mismos en todo momento:

#### Número máximo de módulos por inversor

Lo primero se tiene que hacer es definir la configuración del sistema, sabiendo cuantas placas debemos poner en serie y cuantas líneas en paralelo.

Comenzamos calculando el número máximo de placas a utilizar, a partir de la potencia máxima que puede admitir en placas el inversor:

$$(ec. 1) n^{\circ} \text{ máximo de módulos} = \frac{P_{cc\text{inversor}}}{P_{\text{módulo}}} = \frac{78000}{240} = 325 \text{ módulos máximo}$$

#### Determinación del número máximo, mínimo y límite de módulos por serie

El inversor tiene una tensión de trabajo recomendada en la parte de la entrada de continua que puede estar entre 405 y 750 V. Estos datos definirán los valores máximo y mínimo de placas serie que podemos conectar en la entrada del inversor.

El número mínimo de placas serie será el cociente entre la tensión mínima de la entrada del inversor y la tensión mínima de la placa. Esta última será la tensión nominal de la

placa, que en el caso de la que vamos a utilizar es de 24 V. No nos la proporciona el fabricante, pero este es su valor por ser su tensión pico de 43,6 V. Por tanto:

$$(ec. 2) \text{ n}^\circ \text{ m\u00ednimo de m\u00f3dulos en serie} = \frac{V_{in_{m\u00ednima}}}{V_{nominal}} = \frac{405}{24} = 16,88$$

→ 17 m\u00f3dulos m\u00ednimo

Para el valor m\u00e1ximo del n\u00famero de placas serie se tienen dos posibilidades de c\u00e1lculo. La primera la da el cociente entre la tensi\u00f3n m\u00e1xima de entrada del inversor, en las condiciones de trabajo habituales, y la tensi\u00f3n pico de trabajo de la placa, definida en el punto de m\u00e1xima potencia:

$$(ec. 3) \text{ n}^\circ \text{ m\u00e1ximo de m\u00f3dulos en serie} = \frac{V_{in_{m\u00e1xima}}}{V_{mpp}} = \frac{750}{43,6} = 17,2$$

→ 17 m\u00f3dulos m\u00e1ximo

La segunda viene definida por el cociente entre la tensi\u00f3n m\u00e1xima que admite el inversor en su entrada y la tensi\u00f3n de vac\u00edo de la placa. Este \u00faltimo valor se sabe que no es una tensi\u00f3n de trabajo, puesto que la placa nunca estar\u00e1 en vac\u00edo, pero es el valor m\u00e1ximo de la tensi\u00f3n que puede proporcionar la placa y, por tanto, define el valor m\u00e1ximo que nunca superar\u00e1 la placa en su funcionamiento.

$$(ec. 4) \text{ n}^\circ \text{ l\u00edmite de m\u00f3dulos en serie} = \frac{V_{in_{l\u00edmite}}}{V_{vacio}} = \frac{900}{52,4} = 17,17$$

→ 17 m\u00f3dulos l\u00edmite

De estos valores se coge el m\u00e1s peque\u00f1o, por ser el que resulta m\u00e1s restrictivo dentro de las condiciones que imponen las caracter\u00edsticas del inversor.

No debe tomarse una configuraci\u00f3n en serie muy cercana al m\u00ednimo de tensi\u00f3n de entrada del inversor porque los datos de partida suelen tomarse para una temperatura de 25\u00b0C, pero en las condiciones reales se trabaja a mayor temperatura con la consiguiente disminuci\u00f3n de la tensi\u00f3n de trabajo. Esta tensi\u00f3n disminuye aproximadamente un 4 % por cada 10\u00b0C de incremento de temperatura.

Se colocan, por tanto, 17 placas en serie.

L\u00edneas o ramas en paralelo

Con 325 placas totales y 17 m\u00e1ximo en serie, el n\u00famero m\u00ednimo de l\u00edneas en paralelo es:

$$(ec. 5) \text{ n}^\circ \text{ l\u00edneas en paralelo} = \frac{\text{n}^\circ \text{ m\u00e1ximo de m\u00f3dulos}}{\text{n}^\circ \text{ m\u00f3dulos en serie}} = \frac{325}{17} = 19,12$$

→ 19 l\u00edneas en paralelo

Este valor se sit\u00fa dentro de los m\u00e1rgenes calculados, por lo que en estas condiciones queda configurada por 19 l\u00edneas en paralelo de 17 placas cada una. Con esta configuraci\u00f3n, se obtendr\u00e1 la m\u00e1xima potencia (y por tanto la m\u00e1xima producci\u00f3n) posible para la parte de continua, lo que dar\u00e1 un total de m\u00f3dulos de:



Número total de módulos por inversor

$$\begin{aligned} \text{(ec. 6) Total módulos} &= n^{\circ} \text{ líneas en paralelo} \cdot n^{\circ} \text{ módulos en serie} = 19 \cdot 17 \\ &= 323 \text{ módulos} \end{aligned}$$

Potencia instalada

Esto nos lleva a tener una potencia pico por inversor en el campo fotovoltaico de:

$$\begin{aligned} \text{(ec. 7) Potencia pico en módulos} &= \text{Total módulos} \cdot P_{\text{módulo}} = 323 \cdot 240 \\ &= 77.520 \text{ Wp} \end{aligned}$$

Sobredimensionamiento del campo fotovoltaico

El grado de sobredimensionamiento final de la potencia en paneles, respecto a la nominal del inversor es:

$$\begin{aligned} \text{(ec. 8) Sobredimensionamiento del campo fotovoltaico} \\ &= \frac{\text{Potencia pico en módulos}}{\text{Potencia en CA}} = \frac{77520}{77000} = 1.0067 \end{aligned}$$

Es decir, un 0.68 %.

Comprobación de la tensión y corriente máximas de entradas a la entrada del inversor

Se ha de comprobar que no se superan los 182 amperios máximos que el fabricante afirma que puede admitir el inversor:

$$\begin{aligned} \text{(ec. 9) I máxima a la entrada del inversor} &= n^{\circ} \text{ líneas en paralelo} \cdot I_{\text{módulo}} \\ &= 19 \cdot 5,51 = 104,69 \text{ A} < 182 \text{ A} \end{aligned}$$

La tensión de trabajo será:

$$\begin{aligned} \text{(ec. 10) Tensión pico de trabajo} &= n^{\circ} \text{ módulos en serie} \cdot V_{\text{mpp}} = 17 \cdot 43,6 \\ &= 741,2 \text{ V} < 750 \text{ V} \end{aligned}$$

Intensidad total

La intensidad para el cálculo de la producción mensual es:

$$\begin{aligned} \text{(ec. 11) I cálculo} &= I_{\text{módulo}} \cdot n^{\circ} \text{ líneas en paralelo} \cdot n^{\circ} \text{ inversores} = 5,51 \cdot 19 \cdot 1 \\ &= 104,69 \text{ A} \end{aligned}$$

### 9.3.1. Alternativa 1.1: Estudio económico y energético con estructura fija

Para hallar los valores de radiación mensual, se emplea el software informático PVGIS. PVGIS (o Photovoltaic Geographical Information System por sus siglas en inglés) es un portal informático perteneciente a la página web de la Unión Europea cuya interfaz

aparece en la ilustración 11 y que proporciona datos oficiales de radiación solar en cualquier punto de Europa, África e incluso Asia.

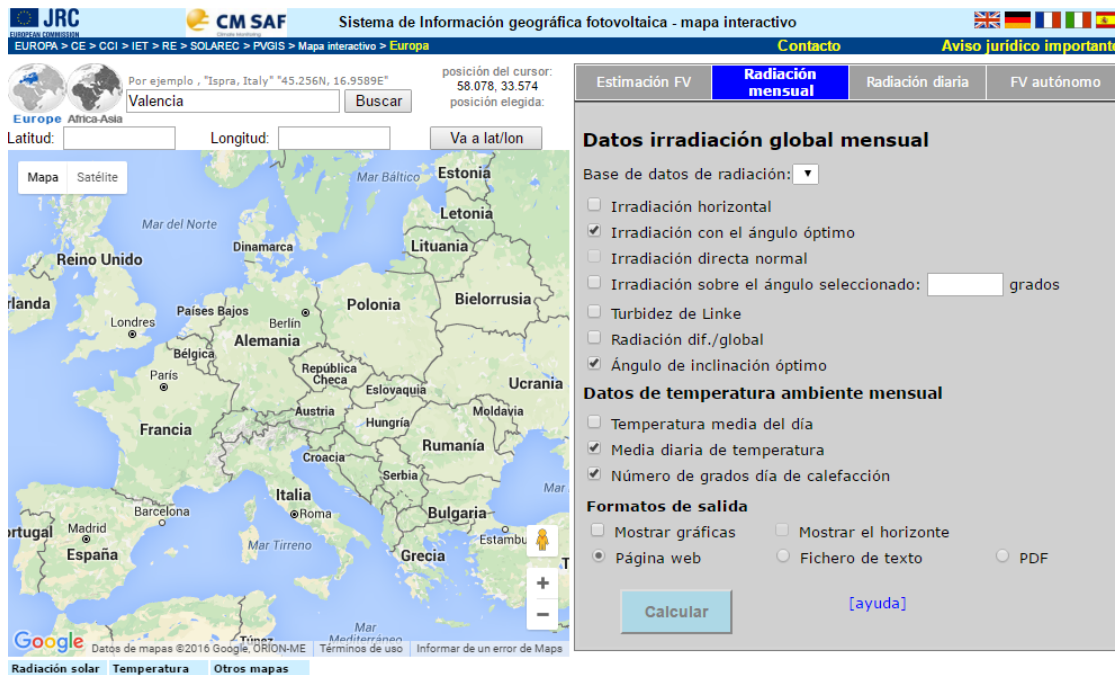


Ilustración 11. Interfaz del software informático PVGIS mostrando el menú de opciones para la obtención de la radiación mensual en Valencia

Para seleccionar la localidad en la que se está interesado de conocer los valores de radiación mensual, se seleccionará la localidad y el software automáticamente nos proporcionará los valores necesarios para los cálculos.

Se selecciona la ubicación en Valencia y se le pide que proporcione el valor mensual de la radiación para el ángulo de 20°.

Lo obtenemos para las dos fuentes de datos del PVGIS, es decir, el Climate SAF PVGIS y el Classic PVGIS. Estos son los resultados, mostrados en las tablas 30 y 31:

El ángulo de inclinación es: 20°

Irradiación anual perdida a causa de las sombras (horizontal): 0.0 %

#### Classic PVGIS

Mes	H(20)
Ene	2880
Feb	3600
Mar	4580
Abr	5240
Mayo	5990
Jun	6350
Jul	6410

Ago	6040
Sep	5300
Oct	4280
Nov	2990
Dic	2540
<b>Año</b>	<b>4683,33</b>

Tabla 30. Irradiación solar mensual e inclinación óptima según el Classic PVGIS

#### Climate-SAF PVGIS

Mes	H(20)
Ene	3460
Feb	4390
Mar	5650
Abr	6220
Mayo	6890
Jun	7450
Jul	7590
Ago	6910
Sep	5810
Oct	4820
Nov	3710
Dic	3090
<b>Año</b>	<b>5510</b>

Tabla 31. Irradiación solar mensual e inclinación óptima según el Climate-SAF PVGIS

Siendo:

$H_{opt}$ : Irradiación sobre un plano con la inclinación óptima ( $Wh/m^2/día$ )

$I_{opt}$ : Inclinación óptima (grados)

El peor valor lo proporciona la versión Classic. Se realizarán los cálculos con estos valores, puesto que son más restrictivos y se sitúan ante un panorama menos optimista en cuanto a resultados.

Producción y horas solares pico anuales teóricas, mostradas en la tabla 32 de a continuación:

Irradiación solar mensual en Valencia con 20° de inclinación				
Mes	Rad. Diaria	Rad. Mensual	Coficiente	Producción Ah/mes
Enero	2880,00	92,90	104,69	9726,04
Feb	3600,00	128,57	104,69	13460,14
Mar	4580,00	147,74	104,69	15467,10
Abr	5240,00	174,67	104,69	18285,85
Mayo	5990,00	193,23	104,69	20228,81
Jun	6350,00	211,67	104,69	22159,38
Jul	6410,00	206,77	104,69	21647,19
Ago	6040,00	194,84	104,69	20397,66
Sep	5300,00	176,67	104,69	18495,23
Oct	4280,00	138,06	104,69	14453,97
Nov	2990,00	99,67	104,69	10434,10
Dic	2540,00	81,94	104,69	8577,83

Tabla 32. Producción y radiación mensual teórica

Estos valores de producción mensual están, como es habitual, en Ah/mes.

Sumándolos todos y multiplicando por la tensión pico de c.c. se obtiene el valor teórico de producción de la central en Wh/año:

$$(ec. 12) \text{ Producción en Ah/año} = \sum \text{ Producción mensual} = 193.333,32 \text{ Ah/año}$$

Multiplicando por la tensión de trabajo se obtienen los Wh/año:

$$(ec. 13) \text{ Producción anual} = 193.333,32 \cdot 741,2 = 143.298.658,74 \text{ Wh/año}$$

Para una potencia pico en placas de 77.520 W, el coeficiente Wh/Wpico será:

$$(ec. 14) \text{ Coeficiente} = \frac{\text{Wh/año}}{\text{Wpico}} = \frac{143.298.658,74}{77.520} = 1.848,54$$

Como se sabe, éste es un valor teórico que debe coincidir con el número total de horas solares pico anuales. Al aplicar este proceso de cálculo este valor no incluye las pérdidas que se producen en la central.

#### Producción y horas solares pico reales

El rendimiento energético de la instalación o ‘performance ratio’ se define como el porcentaje de distorsión de energía anual producida entre el diseño técnico de la instalación y la producción real en condiciones reales de trabajo. Los principales motivos que pueden afectar al rendimiento de la instalación se considerarán los siguientes:

- Dispersión de parámetros entre módulos: 1 %
- Efecto de la temperatura: 6 %
- Pérdidas por suciedad sobre los módulos: 5 %
- Pérdidas por inclinación, azimut y sombras: 0 %
- Pérdidas debidas al nivel de Irradiancia: 4 %
- Pérdidas por degradación fotónica: 1 %
- Rendimiento del inversor: 1,5 %
- Pérdidas de cableado: 0 %

En resumen, se consideran unas pérdidas totales en la instalación del 18,5 % con un rendimiento energético del 81,5 %.

Considerando unas pérdidas de un 18.5 %, la producción de la central es:

$$(ec. 15) \text{ Producción} = 143.298.658,74 \cdot 0.815 = 116.788.406,87 \frac{\text{Wh}}{\text{año}} = 116.788,406 \text{ kWh/año}$$

En estas condiciones, el valor real de HSP anuales que se aprovechan es:

$$(ec. 16) \text{ HSP} = \text{Coeficiente real} = \frac{116.788.406}{77.520} = 1506,56$$

Valor muy similar al que se tiene en Valencia.

Como ocurre siempre, ésta es la previsión de producción del primer año. Hay que tener en cuenta las pérdidas de producción debidas a la disminución de rendimiento de las placas. En general, los fabricantes indican que van a ser de un 20 % en los primeros 25 años.

Producción en 10 años

En estas placas el fabricante proporciona datos como los que se pueden ver en la ilustración 12.

<b>Guarantee</b>	
Power output:	10 years (90% of Pmin) 25 years (80% of Pmin)
Product workmanship:	15 years (based on guarantee document)

*Ilustración 12. Garantías del fabricante para la placa solar.*

En los primeros 10 años pierde un 10 %, lo que quiere decir, si la placa comienza con entorno a un 98 % del rendimiento, perderá entorno a un 0.8 % por año. Para los otros 15, hasta llegar a los 25 de la garantía, las pérdidas son menores, puesto que en el año 25 se queda en el 80 %, las pérdidas serán de 0.667 %.

En realidad, se puede linearizar y considerar que las pérdidas van a ser de un 0.8 % anual. Se sabe que es un valor teórico, que en realidad es mucho menor, del orden del 0.5 % anual.

Considerando, sin embargo, que esa disminución es lineal sabemos que:

$$(ec. 17) \text{ Energía del año } n = \text{Energía del primer año} \cdot [1 - 0.008 \cdot (n - 1)]$$

Con este procedimiento de cálculo, la energía producida para los diez primeros años será la que se puede ver en la tabla 33, en la que se ha indicado el valor del coeficiente para cada año:

Año	Coeficiente	Energía anual total kWh
1	1	116.788,41
2	0,992	115.854,10
3	0,984	114.919,79
4	0,976	113.985,49
5	0,968	113.051,18
6	0,96	112.116,87
7	0,952	111.182,56
8	0,944	110.248,26
9	0,936	109.313,95
10	0,928	108.379,64

Tabla 33. Energía producida para los primeros diez años

Cálculo productivo y económico a 10 años considerando un precio fijo de la energía de 0,08 €/kWh

En cuanto al precio de la energía, el precio de la energía va a fluctuar dependiendo del día y de la época del año, pero simplificando se puede coger un valor de 8 céntimos por kWh entregado a la red. Este valor está sacado directamente de la web de Red Eléctrica de España ([www.ree.es](http://www.ree.es)) donde se encuentra el precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC) donde en su gráfica en tiempo real se puede ver el precio de producir la electricidad.

Sin tener en cuenta el déficit de tarifa y con un precio fijo de 8 céntimos de euro por kWh entregado a la red (por ser el precio mínimo de generación de energía eléctrica según la Red Eléctrica de España), se obtienen los valores de la tabla 34:

Año	Coeficiente	Energía anual total kWh	Dinero ingresado	Dinero acumulado
1	1	124.229,66	9.938,37 €	9.938,37 €
2	0,992	123.235,82	9.858,87 €	19.797,24 €
3	0,984	122.241,98	9.779,36 €	29.576,60 €
4	0,976	121.248,15	9.699,85 €	39.276,45 €
5	0,968	120.254,31	9.620,34 €	48.896,79 €
6	0,96	119.260,47	9.540,84 €	58.437,63 €
7	0,952	118.266,64	9.461,33 €	67.898,96 €

8	0,944	117.272,80	9.381,82 €	77.280,79 €
9	0,936	116.278,96	9.302,32 €	86.583,10 €
10	0,928	115.285,12	9.222,81 €	95.805,91 €

Tabla 34. Dinero acumulado con un precio fijo de la energía de 8 cts/kWh

Aunque no se han considerado aquí los costes de mantenimiento y seguro se van a tener en cuenta considerando que tienen un peso de un 5 % del valor de los ingresos de la central.

Cálculo productivo y económico a 10 años considerando un aumento anual del precio de la energía del 4 %.

Por otra parte, vamos a incluir un factor adicional que es el aumento del precio de la energía, que vamos a situar, siendo conservadores, en un 4 % anual.

En estas condiciones podemos hacer una tabla diferente, modificando la anterior, en la que está indicado el precio de la energía en €/kWh y para cada año. Estos valores se encuentran en la tabla 35 a continuación:

Año	Energía anual total kWh	Precio del kWh	Dinero ingresado	Dinero acumulado
1	124.229,66	0,0800 €	9.938,37 €	9.938,37 €
2	123.235,82	0,0832 €	10.253,22 €	20.191,59 €
3	122.241,98	0,0865 €	10.577,35 €	30.768,95 €
4	121.248,15	0,0900 €	10.911,01 €	41.679,96 €
5	120.254,31	0,0936 €	11.254,44 €	52.934,40 €
6	119.260,47	0,0973 €	11.607,89 €	64.542,29 €
7	118.266,64	0,1012 €	11.971,60 €	76.513,89 €
8	117.272,80	0,1053 €	12.345,84 €	88.859,73 €
9	116.278,96	0,1095 €	12.730,86 €	101.590,60 €
10	115.285,12	0,1139 €	13.126,93 €	114.717,53 €

Tabla 35. Dinero acumulado teniendo en cuenta el aumento anual del precio de la energía

En cualquier caso, se ha expuesto un incremento del precio de la energía de solo un 4 % cuando la media anual es prácticamente el doble, por lo que se puede considerar que cualquier tipo de incidencia del factor de costes de inversión está ya incluido en esta previsión bastante restrictiva que se ha hecho.

Cálculo productivo y económico a 10 años considerando el déficit de tarifa y un aumento anual del precio de la energía del 4 %

Todavía se puede hacer una consideración adicional, teniendo en cuenta que en realidad el precio de la energía es de 8 cts/kWh pero si se le une el déficit de tarifa se sitúa en dos

céntimos adicionales, dado que ese déficit de tarifa se genera precisamente a las horas de máxima demanda energética y uno de esos momentos es mediodía, precisamente el momento en el que se está produciendo la mayor parte de la energía con fotovoltaica.

Este valor se encuentra en la web de Red Eléctrica de España en el apartado ‘Término de Facturación de Energía Activa del PVPC’ (<https://www.esios.ree.es/es/pvpc>) donde se puede ver la fluctuación de precios en tiempo real. Si se coge el valor diario más alto (en torno a 0,12 €/kWh) y el más bajo (del valor de 0,09 €/kWh) y se hace la media, ser verá que el precio medio diario del kWh inyectado a la red está en los 0,10 €/kWh.

Si se une este valor y se incorpora a los cálculos, el periodo de recuperación de la inversión será inferior, quedando la siguiente tabla 36 que recoge todos los datos:

Año	Energía anual total kWh	Precio del kWh	Dinero ingresado	Dinero acumulado
1	124.229,66	0,1000 €	12.422,97 €	12.422,97 €
2	123.235,82	0,1040 €	12.816,53 €	25.239,49 €
3	122.241,98	0,1082 €	13.221,69 €	38.461,18 €
4	121.248,15	0,1125 €	13.638,77 €	52.099,95 €
5	120.254,31	0,1170 €	14.068,05 €	66.168,01 €
6	119.260,47	0,1217 €	14.509,86 €	80.677,87 €
7	118.266,64	0,1265 €	14.964,50 €	95.642,37 €
8	117.272,80	0,1316 €	15.432,30 €	111.074,67 €
9	116.278,96	0,1369 €	15.913,58 €	126.988,25 €
10	115.285,12	0,1423 €	16.408,67 €	143.396,91 €

Tabla 36. Dinero acumulado teniendo en cuenta el déficit de tarifa en el precio de la energía

Cálculo productivo y económico a 25 años considerando el déficit de tarifa, un aumento anual del precio de la energía del 4 % así como los costes de un seguro y mantenimiento

Todavía se puede hacer una consideración adicional y recalcular estos datos, puesto que, como se ha dicho más arriba, los costes de mantenimiento y seguro tendrán un peso de un 5 % del valor de los ingresos de la central, con lo que se obtendrán los valores de la tabla 37 siguiente:

Año	Energía anual total kWh	Precio del kWh	Dinero ingresado	Coste seguro y mantenimiento	Diferencia	Dinero acumulado
1	124.229,66	0,1000 €	12.422,97 €	621,15 €	11.801,82 €	11.801,82 €
2	123.235,82	0,1040 €	12.816,53 €	640,83 €	12.175,70 €	23.977,52 €
3	122.241,98	0,1082 €	13.221,69 €	661,08 €	12.560,61 €	36.538,13 €
4	121.248,15	0,1125 €	13.638,77 €	681,94 €	12.956,83 €	49.494,95 €



5	120.254,31	0,1170 €	14.068,05 €	703,40 €	13.364,65 €	62.859,60 €
6	119.260,47	0,1217 €	14.509,86 €	725,49 €	13.784,37 €	76.643,97 €
7	118.266,64	0,1265 €	14.964,50 €	748,23 €	14.216,28 €	90.860,25 €
8	117.272,80	0,1316 €	15.432,30 €	771,62 €	14.660,69 €	105.520,93 €
9	116.278,96	0,1369 €	15.913,58 €	795,68 €	15.117,90 €	120.638,83 €
10	115.285,12	0,1423 €	16.408,67 €	820,43 €	15.588,23 €	136.227,07 €
11	114.708,70	0,1480 €	16.979,69 €	848,98 €	16.130,70 €	152.357,77 €
12	114.135,15	0,1539 €	17.570,58 €	878,53 €	16.692,05 €	169.049,83 €
13	113.564,48	0,1601 €	18.182,04 €	909,10 €	17.272,94 €	186.322,76 €
14	112.996,66	0,1665 €	18.814,77 €	940,74 €	17.874,04 €	204.196,80 €
15	112.431,67	0,1732 €	19.469,53 €	973,48 €	18.496,05 €	222.692,85 €
16	111.869,51	0,1801 €	20.147,07 €	1.007,35 €	19.139,71 €	241.832,56 €
17	111.310,17	0,1873 €	20.848,19 €	1.042,41 €	19.805,78 €	261.638,34 €
18	110.753,62	0,1948 €	21.573,70 €	1.078,69 €	20.495,02 €	282.133,36 €
19	110.199,85	0,2026 €	22.324,47 €	1.116,22 €	21.208,24 €	303.341,60 €
20	109.648,85	0,2107 €	23.101,36 €	1.155,07 €	21.946,29 €	325.287,89 €
21	109.100,60	0,2191 €	23.905,29 €	1.195,26 €	22.710,02 €	347.997,91 €
22	108.555,10	0,2279 €	24.737,19 €	1.236,86 €	23.500,33 €	371.498,24 €
23	108.012,33	0,2370 €	25.598,04 €	1.279,90 €	24.318,14 €	395.816,39 €
24	107.472,26	0,2465 €	26.488,86 €	1.324,44 €	25.164,41 €	420.980,80 €
25	106.934,90	0,2563 €	27.410,67 €	1.370,53 €	26.040,13 €	447.020,93 €

Tabla 37. Dinero acumulado a 25 años teniendo en cuenta el déficit de tarifa y el coste de un seguro y mantenimiento

Hay que tener en cuenta que estos valores de dinero ahorrado se han calculado con el incremento en el precio de la energía. Se sabe que el coste en factura para el usuario de la energía está aumentando entre 5 y 7 % al año en España, pero se ha preferido hacer los cálculos con un 4 % para ponerse en el peor caso. En general, aunque disminuye la producción cada año por el desgaste de las placas, el dinero acumulado aumenta, dado que el precio de la energía aumenta en mayor proporción que la disminución de la producción (0,8 % anual como máximo).

Se recuerda aquí que los cálculos de producción se han realizado con los valores que proporciona el PVGIS Classic, si se hubiese escogido el PVGIS Climate ese valor sería un 10 % superior que hubiera hecho que los resultados mejorasen en ese 10 % y el tiempo de recuperación de la inversión sea inferior en esa proporción al que hemos obtenido.

Todas las consideraciones realizadas no afectan al cálculo del coste del kWh generado. No habrá tampoco mucha variación con respecto a resultados anteriores, lo que si cambia es el precio al que se paga la energía y por tanto el margen de diferencia entre el coste del kWh y el precio al que se vende.

## Coste teórico de la instalación, del vatio pico y amortización de la instalación

Para establecer una comparación que permita saber la posible rentabilidad de la instalación se necesita saber su coste y compararlo con el dinero acumulado, estos valores se encuentran en la siguiente tabla 38:

Coste instalación:				
Nombre	Cantidad	Precio unitario	Precio total	Precio + IVA (21%)
Placas	323	248,84 €	80.375,32 €	97.254,14 €
Inversor	1	18.265,21 €	18.265,21 €	22.100,90 €
Cables, soportes, montaje	15 % de la potencia instalada	11.628,00 €	11.628,00 €	
Beneficio	10 % de la potencia instalada	7.752,00 €	7.752,00 €	
Total:			118.020,53 €	138.735,04 €

Tabla 38. Coste teórico de la instalación

El precio por  $W_{pico}$  de la instalación es el cociente entre el coste total y la potencia pico instalada:

$$(ec. 18) \text{ Coste } W_{pico} = \frac{118.020,53}{77.520} = 1,52 \text{ €/}W_{pico}$$

El coste de la instalación es bajo, pero está dentro de unos límites razonables para el valor de costes de mercado en 2018, aunque el beneficio obtenido es pequeño comparado con los que se podían conseguir en este mismo tipo de instalaciones unos años antes.

Se ve que el noveno año se tiene un total acumulado de 135.301,31 €, mientras que en el año diez se tiene 152.784,15€. Es decir, en algo más de nueve años se recupera el dinero invertido a través del dinero acumulado por la producción de la instalación.

Hay que insistir que estos cálculos son solo una aproximación dado que no se están teniendo en cuenta los costes financieros.

En cuanto al seguro, se puede coger el valor medio de lo hallado en la última tabla de producción ya que se sabe que las cuotas del seguro no irán en incremento como en la tabla. Se escogerá un valor medio para el seguro y mantenimiento, del orden de 1.000 €.

### Posibilidades económicas y productivas a 25 y 40 años

Con todo ello se puede hacer un balance a 25 años para estimar el coste de la energía generada, es decir, el coste del kWh.

La producción de energía en 25 años será la que se genera en el primer año, multiplicada por 25 y multiplicando el resultado por 0.9 dado que la pérdida de rendimiento de las placas es de un 20 % en 25 años en el peor de los casos, y el valor medio de dichas pérdidas es de un 10 %, por lo que se tendrá:

$$(ec. 19) \text{ Energía producida} = 0.9 \cdot 25 \cdot 116.788,41 = 2.627.739,15 \frac{\text{kWh}}{25 \text{ años}}$$

Por otra parte, el coste de la instalación será el coste inicial, más la reposición de materiales que deban sustituirse, más el coste anual del seguro y mantenimiento. Considerando que se debe sustituir el inversor en esos primeros 25 años, el coste total será:

$$(ec. 20) \text{ Coste a 25 años} = 118.020,53 + 18.265,21 + 25 \cdot 1.000 = 161.285,74 \text{ €}$$

El coste del kWh es entonces:

$$(ec. 21) \text{ Coste kWh} = \frac{161.285,74}{2.627.739,15} = 0,0614 \text{ € ó } 6,14 \text{ cts/kWh}$$

Este valor ofrece un límite superior para tener una referencia del coste de la energía generada, puesto que se han utilizado las condiciones más desfavorables a la hora de plantear el cálculo.

Se podría haber considerado que no se renueva el inversor, puesto que en estos momentos hay fabricantes que indican una vida útil de 25 años, pero como se ha dicho se ha preferido situarse en una posición lo más desfavorable posible para obtener los resultados.

Se ha hecho lo mismo con las pérdidas de producción de las placas, puesto que el 20 % en 25 años es la garantía del fabricante, pero las medidas realizadas por varios fabricantes muestran que el valor real es muy inferior y puede situarse en torno al 12 % dependiendo del tipo de placa y de la zona geográfica.

Teniendo en cuenta estas condiciones y manteniendo el coste del mantenimiento y seguro, los valores serían:

$$(ec. 22) \text{ Energía producida} = 0.94 \cdot 25 \cdot 116.788,41 = 2.744.527,56 \frac{\text{kWh}}{25 \text{ años}}$$

$$(ec. 23) \text{ Coste a 25 años} = 118.020,53 + 25 \cdot 1.000 = 143.020,53 \text{ €}$$

El coste de la energía se sitúa ahora en un valor bastante inferior, que proporciona un límite mínimo de costes:

$$(ec. 24) \text{ Coste kWh} = \frac{143.020,53}{2.744.527,56} = 0.0521 \text{ € ó } 5,21 \text{ cts/kWh}$$

Es decir, a 25 años se tiene un coste razonablemente bajo, que se sitúa entre 5,21 y 6,14 cts/kWh.

Se pueden repetir los cálculos para un espacio de tiempo de 40 años. Para el cálculo de la energía producida se supone un valor máximo de pérdida de eficiencia de las placas de un 30 % en 40 años, es decir, un valor medio de un 15 %. Se multiplica entonces la energía producida el primer año por 40 años y por 0.85 (valor medio de eficiencia de las placas):

$$(ec. 25) \text{ Energía producida} = 0.85 \cdot 40 \cdot 116.788,41 = 3.970.805,83 \frac{\text{kWh}}{40 \text{ años}}$$

En cuanto a los costes, se ha de cambiar el inversor una vez más, Sumando los costes de seguro y mantenimiento de 1.000 €/año, el coste total a 40 años será:

$$(ec. 26) \text{ Coste a 40 años} = 118.020,53 + 2 \cdot 18.265,21 + 40 \cdot 1.000 = 194.550,95 \text{ €}$$

En estas condiciones el límite superior del coste del kWh generado es:

$$(ec. 27) \text{ Coste kWh} = \frac{194.550,95}{3.970.805,83} = 0.049 \text{ € ó } 4,9 \text{ cts/kWh}$$

Tal y como se ha hecho antes, se puede calcular un límite inferior de costes. Teniendo en cuenta que el rendimiento de las placas va a ser mejor que el que marca la garantía del fabricante y siguiendo las pautas anteriores, se puede situar en un 20 % de pérdida de rendimiento en 40 años. Asumiendo que se sustituye una vez el inversor y se mantienen los costes del seguro y mantenimiento, los resultados son:

$$(ec. 28) \text{ Energía producida} = 0.9 \cdot 40 \cdot 116.788,41 = 4.204.382,65 \frac{\text{kWh}}{40 \text{ años}}$$

$$(ec. 29) \text{ Coste a 40 años} = 118.020,53 + 18.265,21 + 40 \cdot 1.000 = 176.285,74 \text{ €}$$

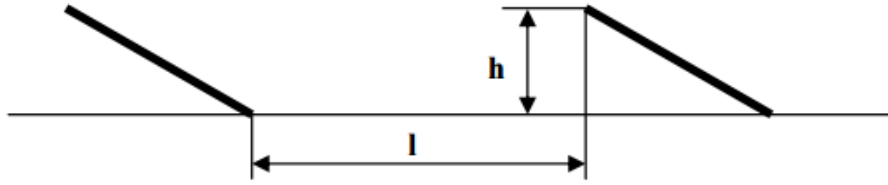
En estas condiciones, el límite inferior del coste del kWh es:

$$(ec. 30) \text{ Coste kWh} = \frac{176.285,74}{4.204.382,65} = 0,419 \text{ € ó } 4,19 \text{ cts/kWh}$$

Como se ve, el coste de la energía generada es menor, dado que la mayor parte del desembolso económico se realiza en el momento de construir la central fotovoltaica.

#### Cálculo del espacio ocupado por las placas

La disposición física de las placas deberá realizarse en filas consecutivas. En este caso, al estar colocadas sobre la propia estructura de la instalación, simplemente estarán colocadas unas junto a otras de tal manera que no haya sobras posibles entre ellas. Sí que se deberá de calcular, no obstante, la sombra proyectada por el muro frontal de la instalación que sobrepasa los dos metros de altura. Una vez calculada esta sombra, se estimará la situación de las placas.



*Ilustración 16. Vista lateral del emplazamiento*

$$l = k \cdot h$$

El factor k es función de la latitud del lugar. Algunos de sus valores son los mostrados en la tabla 39:

Latitud	29	37	39	41	43	45
K	1.6	2.246	2.475	2.747	3.078	3.847

*Tabla 39. Valores de k según latitud*

Para esta configuración con el inversor de 77 kW se tienen un total de 323 paneles de 240 W.

En la ilustración 14, el fabricante proporciona las dimensiones de la placa en su hoja de características:

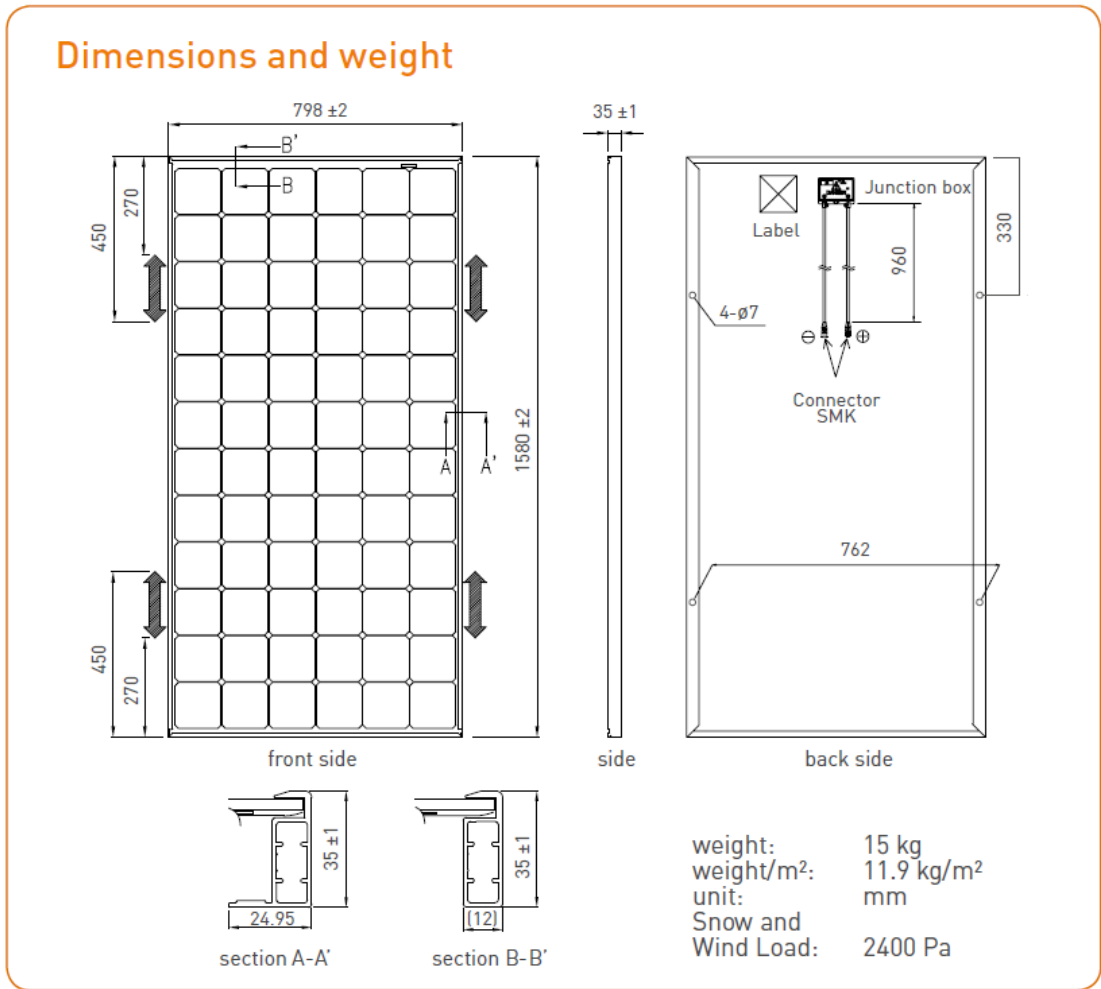


Ilustración 14. Especificaciones técnicas del módulo fotovoltaico

Es decir: 1580 mm de largo, 798 de ancho y 35 de alto, con un peso de 15 kg.

A efectos prácticos se puede considerar que las placas son de 1,6 metros x 0.8 metros.

Se ha de decidir cómo colocarlas. Se pueden disponer las placas de forma vertical de forma que se tenga en una de las dos caras de la instalación 161 placas y en la otra 162. Para ello, se pueden hacer tres filas de cuarenta placas cada una y una cuarta de cuarenta y una placas. Para el caso de la segunda cara de la instalación donde se colocará el otro conjunto de paneles serán dos filas de cuarenta placas y una tercera y cuarta con cuarenta y dos. Con esta disposición se obtendrá el número total de paneles necesarios en la instalación sin exceder el área total del tejado.

En estas condiciones, se tiene la siguiente disposición, vista frontalmente en la ilustración 15:

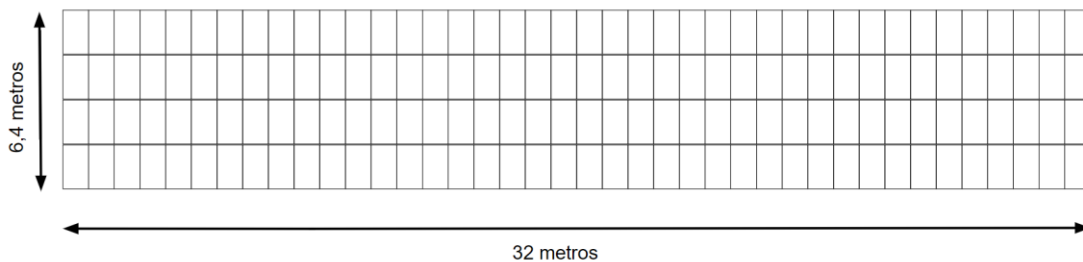


Ilustración 15. Vista frontal de la instalación con la disposición comentada.

Cada bloque tiene 32 metros de largo, en cuanto al ancho que vamos a ocupar, será la proyección de los 6,4 metros. Como para esta disposición las placas se han colocado directamente sobre la estructura de la instalación.

En la ilustración 16, vista lateralmente es:

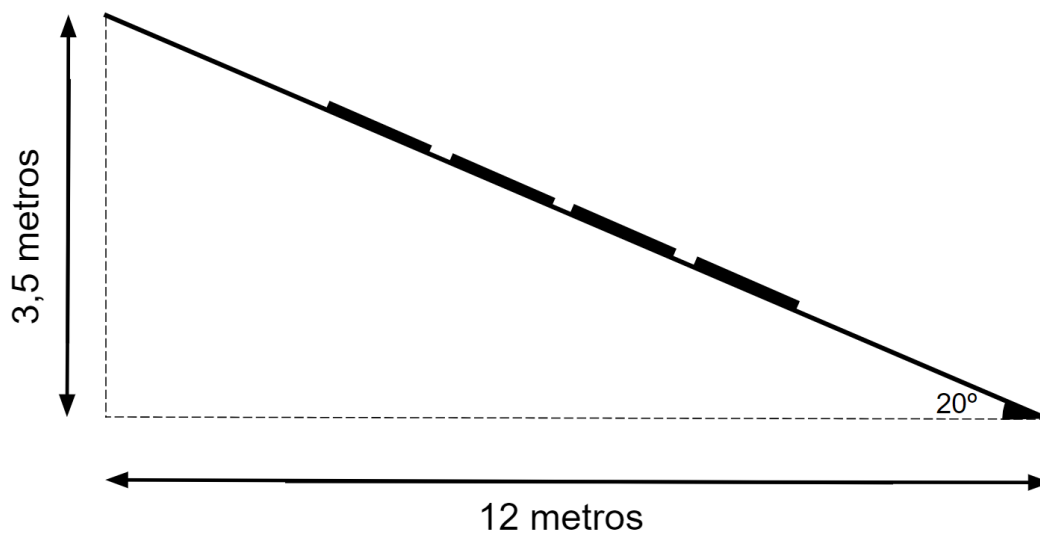


Ilustración 16. Vista lateral para el cálculo de las sombras

En ambos casos se ha aproximado hacia arriba, puesto que es la condición más desfavorable.

Para calcular la sombra del muro del lado de la fachada, se calculará de la siguiente forma sabiendo que el muro mide 2 metros.

Valencia está en un punto de latitud  $39,4^\circ$  por lo que se sabe que el resultado de  $k$  será 2,475. Para calcular  $k$ , se empleará la siguiente expresión:

$$k = \frac{1}{\text{tg}(61^\circ - \text{Latitud})} = \frac{1}{\text{tg}(61^\circ - 39^\circ)} = 2.475$$

Con este resultado, la distancia  $l$  será:

$$l = 2 \cdot 2,475 = 4,95 \text{ metros, que se redondearán a 5 metros}$$

Para este caso, no se deberá dejar pasillo entre placas ya que no se hacen sombra horizontalmente puesto que, en su movimiento diario, el sol sale por el este y se oculta por el oeste y se producen sombras a primera hora de la mañana y a última de la tarde.

Es inevitable que en ese momento de salida y puesta de sol, hay algún tipo de sombra, aunque se produce en instantes en los que la producción es mínima. Por la mañana el sol comienza a elevarse y en poco tiempo deja de haber sombra. A la vez que se va produciendo más energía. Lo mismo, pero en sentido contrario ocurre por la tarde.

Finalmente se tendrían unas dimensiones de:

Ancho = 6,4 metros

Largo = 32 metros

Siendo la superficie total de:

Superficie =  $6,4 \cdot 32 = 204,8 \text{ m}^2$

La superficie útil de cada lado de la terraza es de:

Superficie =  $80 \cdot 12 = 960 \text{ m}^2$

Restándole la sombra máxima que ejerce el muro:

Sombra =  $2 \cdot 12 = 24 \text{ m}^2$

Por lo que deja una superficie válida para la instalación de:

Superficie total para la instalación = Superficie – Sombra =  $960 - 24 = 936 \text{ m}^2$

Por lo que, si se necesita una superficie de aproximadamente  $205 \text{ m}^2$  para la correcta instalación de las placas en cada uno de los lados del tejado de la nave, significa que se dispone de espacio más que de sobra para la correcta disposición de las placas.

### 9.3.2. Alternativa 1.2: Estudio económico y energético con estructura de inclinación variable

Manteniendo la configuración de la central calculada previamente, se realizará a continuación los cálculos de producción utilizando una estructura de inclinación variable

Tal y como se ha realizado previamente, las radiaciones se obtienen mediante el software informático PVGIS pero se utilizará una inclinación de  $20^\circ$  para los meses centrales del año y una de  $55^\circ$  para los meses de octubre a marzo.

Se recuerda que se está utilizando los datos de la base de datos 'Classic' del PVGIS por lo que los valores serán ligeramente inferiores a los reales.



Esta vez, la inclinación variará según el mes, por lo que se obtiene un aumento en la radiación incidente respecto al sistema de estructura fija. Mediante los datos obtenidos según cada hora del día, se puede realizar la tabla 40 por meses, tal y como se había hecho anteriormente.

Mes	H <sub>opt</sub>
Ene	3690
Feb	4200
Mar	4740
Abr	5240
Mayo	5990
Jun	6350
Jul	6410
Ago	6010
Sep	5300
Oct	4820
Nov	3690
Dic	3320
<b>Año</b>	<b>4980</b>

*Tabla 40. Irradiación solar mensual*

#### Incremento de producción respecto a estructura fija

Si se comparan estos valores con los de la tabla anterior, se puede ver a simple vista que estos últimos son ligeramente superiores. Si se cogen los datos de radiación diaria de ambas tablas, se puede realizar una comparativa de la radiación incidente en sistemas con y sin inclinación variable, tal y como muestra la tabla 41:

Mes	Radiación sistema fijo	Radiación seguimiento en dos ejes	% incremento
Enero	92,90	119,03	28 %
Febrero	128,57	150,00	17 %
Marzo	147,74	152,90	3 %
Abril	174,67	174,67	0 %
Mayo	193,23	193,23	0 %
Junio	211,67	211,67	0 %
Julio	206,77	206,77	0 %

Agosto	194,84	193,87	0 %
Septiembre	176,67	176,67	0 %
Octubre	138,06	155,48	13 %
Noviembre	99,67	123,00	23 %
Diciembre	81,94	107,10	31 %

Tabla 41. Incremento de radiación captada entre sistema fijo e inclinación variable

Como se ve en la tabla, con el uso de estructuras de inclinación variable se llega a conseguir un incremento de la radiación captada incidente de hasta el 31 %.

Producción y horas solares pico anuales teóricas, mostradas en la tabla 42 de a continuación

Irradiación solar mensual en Valencia con inclinación variable				
Mes	Rad. Diaria	Rad. Mensual	Coeficiente	Producción Ah/mes
Enero	3690,00	133,85	104,69	12461,49
Feb	4200,00	119,03	104,69	15703,50
Mar	4740,00	150,00	104,69	16007,44
Abr	5240,00	152,90	104,69	18285,85
Mayo	5990,00	174,67	104,69	20228,81
Jun	6350,00	193,23	104,69	22159,38
Jul	6410,00	211,67	104,69	21647,19
Ago	6010,00	206,77	104,69	20296,35
Sep	5300,00	193,87	104,69	18495,23
Oct	4820,00	176,67	104,69	16277,61
Nov	3690,00	155,48	104,69	12876,87
Dic	3320,00	123,00	104,69	11211,96

Tabla 42. Producción y radiación mensual teórica

Aplicando la ecuación 12 del apartado anterior a estos valores, se obtiene la producción de la instalación en Ah/año:

$$\text{Producción en Ah/año} = \sum \text{Producción mensual} = 205.651,69 \text{ Ah/año}$$

Aplicando la ecuación 13 del apartado anterior a estos valores, se obtiene la producción de la instalación en Wh/año:

$$\text{Producción anual} = 205.651,69 \cdot 741,2 = 152.429.029,04 \text{ Wh/año}$$

Aplicando la ecuación 14 del apartado anterior a estos valores, se obtiene el número de horas solares pico:

$$\text{Coeficiente} = \frac{\text{Wh/año}}{\text{Wpico}} = \frac{152.429.029,04}{77.520} = 1966,32$$

Producción y horas solares pico reales

Aplicando la ecuación 15 del apartado anterior a estos valores, se obtiene la producción real de la instalación:

$$\begin{aligned} \text{Producción} &= 152.429.029,04 \cdot 0.815 = 124.229.658,67 \frac{\text{Wh}}{\text{año}} \\ &= 124.229,66 \text{ kWh/año} \end{aligned}$$

Aplicando la ecuación 16 del apartado anterior a estos valores, se obtienen las horas solares pico reales:

$$\text{HSP} = \text{Coeficiente real} = \frac{124.229.658,67}{77.520} = 1.602,55$$

Producción en 10 años

Aplicando la ecuación 17 del apartado anterior a estos valores, se obtiene la energía producida para los primeros diez años, que se puede observar en la tabla 43:

Año	Coeficiente	Energía anual total kWh
1	1	124.229,66
2	0,992	123.235,82
3	0,984	122.241,98
4	0,976	121.248,15
5	0,968	120.254,31
6	0,96	119.260,47
7	0,952	118.266,64
8	0,944	117.272,80
9	0,936	116.278,96
10	0,928	115.285,12

Tabla 43. Energía producida para los primeros diez años

Cálculo productivo y económico a 10 años considerando un precio fijo de la energía de 0,08 €/kWh, tabla 44.

Año	Coeficiente	Energía anual total kWh	Dinero ingresado	Dinero acumulado
1	1	124.229,66	9.938,37 €	9.938,37 €

2	0,992	123.235,82	9.858,87 €	19.797,24 €
3	0,984	122.241,98	9.779,36 €	29.576,60 €
4	0,976	121.248,15	9.699,85 €	39.276,45 €
5	0,968	120.254,31	9.620,34 €	48.896,79 €
6	0,96	119.260,47	9.540,84 €	58.437,63 €
7	0,952	118.266,64	9.461,33 €	67.898,96 €
8	0,944	117.272,80	9.381,82 €	77.280,79 €
9	0,936	116.278,96	9.302,32 €	86.583,10 €
10	0,928	115.285,12	9.222,81 €	95.805,91 €

Tabla 44. Dinero acumulado con un precio fijo de la energía de 8 cts/kWh

Cálculo productivo y económico a 10 años considerando un aumento anual del precio de la energía del 4 %, tabla 45.

Año	Energía anual total kWh	Precio del kWh	Dinero ingresado	Dinero acumulado
1	124.229,66	0,0800 €	9.938,37 €	9.938,37 €
2	123.235,82	0,0832 €	10.253,22 €	20.191,59 €
3	122.241,98	0,0865 €	10.577,35 €	30.768,95 €
4	121.248,15	0,0900 €	10.911,01 €	41.679,96 €
5	120.254,31	0,0936 €	11.254,44 €	52.934,40 €
6	119.260,47	0,0973 €	11.607,89 €	64.542,29 €
7	118.266,64	0,1012 €	11.971,60 €	76.513,89 €
8	117.272,80	0,1053 €	12.345,84 €	88.859,73 €
9	116.278,96	0,1095 €	12.730,86 €	101.590,60 €
10	115.285,12	0,1139 €	13.126,93 €	114.717,53 €

Tabla 45. Dinero acumulado teniendo en cuenta el aumento anual del precio de la energía

Cálculo productivo y económico a 10 años considerando el déficit de tarifa y un aumento anual del precio de la energía del 4 %, tabla 46.

Año	Energía anual total kWh	Precio del kWh	Dinero ingresado	Dinero acumulado
1	124.229,66	0,1000 €	12.422,97 €	12.422,97 €
2	123.235,82	0,1040 €	12.816,53 €	25.239,49 €
3	122.241,98	0,1082 €	13.221,69 €	38.461,18 €
4	121.248,15	0,1125 €	13.638,77 €	52.099,95 €

5	120.254,31	0,1170 €	14.068,05 €	66.168,01 €
6	119.260,47	0,1217 €	14.509,86 €	80.677,87 €
7	118.266,64	0,1265 €	14.964,50 €	95.642,37 €
8	117.272,80	0,1316 €	15.432,30 €	111.074,67 €
9	116.278,96	0,1369 €	15.913,58 €	126.988,25 €
10	115.285,12	0,1423 €	16.408,67 €	143.396,91 €

Tabla 46. Dinero acumulado teniendo en cuenta el déficit de tarifa en el precio de la energía

Cálculo productivo y económico a 25 años considerando el déficit de tarifa, un aumento anual del precio de la energía del 4 % así como los costes de un seguro y mantenimiento, tabla 47.

Año	Energía anual total kWh	Precio del kWh	Dinero ingresado	Coste seguro y mantenimiento	Diferencia	Dinero acumulado
1	124.229,66	0,1000 €	12.422,97 €	621,15 €	11.801,82 €	11.801,82 €
2	123.235,82	0,1040 €	12.816,53 €	640,83 €	12.175,70 €	23.977,52 €
3	122.241,98	0,1082 €	13.221,69 €	661,08 €	12.560,61 €	36.538,13 €
4	121.248,15	0,1125 €	13.638,77 €	681,94 €	12.956,83 €	49.494,95 €
5	120.254,31	0,1170 €	14.068,05 €	703,40 €	13.364,65 €	62.859,60 €
6	119.260,47	0,1217 €	14.509,86 €	725,49 €	13.784,37 €	76.643,97 €
7	118.266,64	0,1265 €	14.964,50 €	748,23 €	14.216,28 €	90.860,25 €
8	117.272,80	0,1316 €	15.432,30 €	771,62 €	14.660,69 €	105.520,93 €
9	116.278,96	0,1369 €	15.913,58 €	795,68 €	15.117,90 €	120.638,83 €
10	115.285,12	0,1423 €	16.408,67 €	820,43 €	15.588,23 €	136.227,07 €
11	114.708,70	0,1480 €	16.979,69 €	848,98 €	16.130,70 €	152.357,77 €
12	114.135,15	0,1539 €	17.570,58 €	878,53 €	16.692,05 €	169.049,83 €
13	113.564,48	0,1601 €	18.182,04 €	909,10 €	17.272,94 €	186.322,76 €
14	112.996,66	0,1665 €	18.814,77 €	940,74 €	17.874,04 €	204.196,80 €
15	112.431,67	0,1732 €	19.469,53 €	973,48 €	18.496,05 €	222.692,85 €
16	111.869,51	0,1801 €	20.147,07 €	1.007,35 €	19.139,71 €	241.832,56 €
17	111.310,17	0,1873 €	20.848,19 €	1.042,41 €	19.805,78 €	261.638,34 €
18	110.753,62	0,1948 €	21.573,70 €	1.078,69 €	20.495,02 €	282.133,36 €
19	110.199,85	0,2026 €	22.324,47 €	1.116,22 €	21.208,24 €	303.341,60 €
20	109.648,85	0,2107 €	23.101,36 €	1.155,07 €	21.946,29 €	325.287,89 €
21	109.100,60	0,2191 €	23.905,29 €	1.195,26 €	22.710,02 €	347.997,91 €

22	108.555,10	0,2279 €	24.737,19 €	1.236,86 €	23.500,33 €	371.498,24 €
23	108.012,33	0,2370 €	25.598,04 €	1.279,90 €	24.318,14 €	395.816,39 €
24	107.472,26	0,2465 €	26.488,86 €	1.324,44 €	25.164,41 €	420.980,80 €
25	106.934,90	0,2563 €	27.410,67 €	1.370,53 €	26.040,13 €	447.020,93 €

Tabla 47. Dinero acumulado a 25 años teniendo en cuenta el déficit de tarifa y el coste de un seguro y mantenimiento

Coste teórico de la instalación, del vatio pico y amortización de la instalación, tabla 48.

Coste instalación:				
Nombre	Cantidad	Precio unitario	Precio total	Precio + IVA (21%)
Placas	323	248,84 €	80.375,32 €	97.254,14 €
Inversor	1	18.265,21 €	18.265,21 €	22.100,90 €
Cables, soportes, montaje	1	11.628,00 €	11.628,00 €	
Beneficio	1	7.752,00 €	7.752,00 €	
Total:			118.020,53 €	138.735,04 €
Total, con estructura de ángulo variable:			127.242,01 €	153.962,83 €

Tabla 48. Coste teórico de la instalación

Aplicando la ecuación 18 del apartado anterior a estos valores, se obtiene el precio por Wpico:

$$\text{Coste Wpico} = \frac{127.242,01}{77.520} = 1.64 \text{ €/Wpico}$$

Se ve que el undécimo año tenemos un total acumulado de 152.357,77 €, mientras que en el año doce se tiene 169.049,83 €. Es decir, en algo menos de doce años se recupera el dinero invertido a través del dinero acumulado por la producción de la instalación.

Posibilidades económicas y productivas a 25 y 40 años

Aplicando la ecuación 19 del apartado anterior a estos valores, se obtiene la energía producida en 25 años:

$$\text{Energía producida} = 0.9 \cdot 25 \cdot 124.229.658,67 = 2.795.167,32 \frac{\text{kWh}}{25 \text{ años}}$$

Aplicando la ecuación 20 del apartado anterior a estos valores, se obtiene el coste de la instalación en 25 años:

$$\text{Coste a 25 años} = 127.242,01 + 18.265,21 + 25 \cdot 1.200 = 175.507,22 \text{ €}$$

Aplicando la ecuación 21 del apartado anterior a estos valores, se obtiene el coste del kWh instalación en 25 años:

$$\text{Coste kWh} = \frac{175.507,22}{2.795.167,32} = 0,0628 \text{ € ó } 6,28 \text{ cts/kWh}$$

Aplicando la ecuación 22 del apartado anterior a estos valores, se obtiene la energía producida en 25 años:

$$\text{Energía producida} = 0,94 \cdot 25 \cdot 124.229.658,67 = 2.919.396,98 \frac{\text{kWh}}{25 \text{ años}}$$

Aplicando la ecuación 23 del apartado anterior a estos valores, se obtiene el coste de la instalación en 25 años:

$$\text{Coste a 25 años} = 127.242,01 + 25 \cdot 1.200 = 157.242,01 \text{ €}$$

Aplicando la ecuación 24 del apartado anterior a estos valores, se obtiene el coste del kWh instalación en 25 años:

$$\text{Coste kWh} = \frac{157.242,01}{2.919.396,98} = 0,0539 \text{ € ó } 5,39 \text{ cts/kWh}$$

Aplicando la ecuación 25 del apartado anterior a estos valores, se obtiene la energía producida en 40 años:

$$\text{Energía producida} = 0,85 \cdot 40 \cdot 124.229.658,67 = 4.223.808,39 \frac{\text{kWh}}{40 \text{ años}}$$

Aplicando la ecuación 26 del apartado anterior a estos valores, se obtiene el coste de la instalación en 40 años:

$$\text{Coste a 40 años} = 127.242,01 + 2 \cdot 18.265,21 + 40 \cdot 1.200 = 211.772,43 \text{ €}$$

Aplicando la ecuación 27 del apartado anterior a estos valores, se obtiene el coste del kWh instalación en 40 años:

$$\text{Coste kWh} = \frac{211.772,43}{4.223.808,39} = 0,0501 \text{ € ó } 5,01 \text{ cts/kWh}$$

Aplicando la ecuación 28 del apartado anterior a estos valores, se obtiene la energía producida en 40 años:

$$\text{Energía producida} = 0,9 \cdot 40 \cdot 124.229.658,67 = 4.472.267,71 \frac{\text{kWh}}{40 \text{ años}}$$

Aplicando la ecuación 29 del apartado anterior a estos valores, se obtiene el coste de la instalación en 40 años:

$$\text{Coste a 40 años} = 127.242,01 + 18.265,21 + 40 \cdot 1.200 = 193.507,22 \text{ €}$$

Aplicando la ecuación 30 del apartado anterior a estos valores, se obtiene el coste del kWh instalación en 40 años:

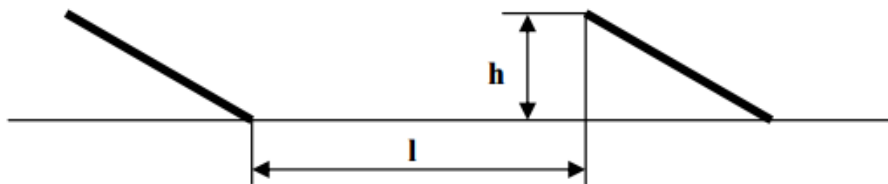
$$\text{Coste kWh} = \frac{193.507,22}{4.472.267,71} = 0,0433 \text{ € ó } 4,33 \text{ cts/kWh}$$

#### Cálculo del espacio ocupado por las placas

La disposición física de las placas debe realizarse en filas consecutivas. Se colocan a una distancia entre ellas suficiente como para que cada fila no produzca sombra sobre la siguiente.

La longitud de cada fila debe ser suficientemente larga como para aprovechar bien el espacio disponible, pero debe poseer zonas de paso que permitan acceder a la parte posterior de las placas sin necesidad de realizar trayectos con distancias grandes.

Para evitar que se produzcan sombras debe dejarse un espacio mínimo entre filas que es función de la altura relativa entre una fila y la siguiente y de la latitud del lugar en el que está emplazada la instalación. Estos factores se pueden ver claramente en la ilustración 17:



*Ilustración 17. Vista lateral del emplazamiento*

$$l = k \cdot h$$

Para la configuración del espacio ocupado por las placas, se empleará la estructura de inclinación variable STR05H-1642-994. Este soporte será apto para colocar hasta un máximo de diez placas en vertical, es decir, las dimensiones del soporte con las placas serán de 8 m de ancho y 1,6 de alto.

Para esta configuración con el inversor de 77 kW se tiene un total de 323 paneles de 240 W de 72 células, mientras que el fabricante del soporte, en su hoja de características, dice que el máximo de módulos de este tipo que se pueden montar en la estructura es de diez. Entonces:

$$n^{\circ} \text{ estructuras} = \frac{n^{\circ} \text{ total placas}}{n^{\circ} \text{ placas/soporte}} = \frac{323}{10} = 32,3 \cong 33 \text{ estructuras}$$

Como se ha dicho, se dispondrán de forma vertical las diez placas y se separarán el número de estructuras entre las dos caras del tejado. Por lo que se tendrá un total de 16 estructuras en una parte del tejado y 17 en el otro. En estas condiciones, se tiene la siguiente disposición vista frontalmente en la ilustración 18:



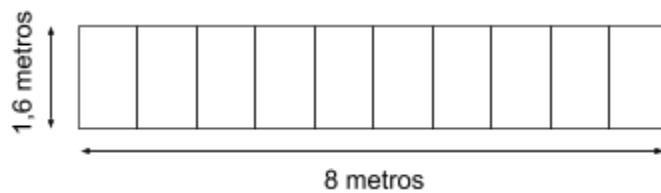


Ilustración 18. Vista frontal de la instalación con la disposición comentada.

Hay que recordar que se está ante una estructura de inclinación variable, esto significa, cambiará de orientación vertical durante el año. Para la latitud de Valencia, el ángulo más desfavorable, el que proyecta una sombra mayor, es el de  $55^\circ$  en invierno en los meses de octubre a mayo.

$$h = 1,6 \cdot \sin 55^\circ = 1,31 \text{ metros}$$

Por otra parte, la longitud  $m$  tiene un valor de:

$$m = 1,6 \cdot \cos 55^\circ = 0,92 \text{ metros}$$

En ambos casos se ha aproximado hacia arriba, puesto que es la condición más desfavorable.

Valencia está en un punto de latitud  $39,4^\circ$  por lo que se sabe que el resultado de  $k$  será 2,475. Para calcular  $k$ , se empleará la siguiente expresión:

$$k = \frac{1}{\operatorname{tg}(61^\circ - \text{Latitud})} = \frac{1}{\operatorname{tg}(61^\circ - 39^\circ)} = 2.475$$

Con este resultado, la distancia  $l$  será:

$$l = (1,31 \cdot 2.475) \cdot \cos 20^\circ = 3,04 \text{ metros, que se redondearán a } 3,1 \text{ metros}$$

En este caso, no se deberá calcular pasillo puesto que la disposición de las placas será consecutiva, es decir, no habrá espacio entre estructuras de la misma fila.

Es inevitable que en ese momento de salida y puesta de sol, hay algún tipo de sombra, aunque se produce en instantes en los que la producción es mínima. Por la mañana el sol comienza a elevarse y en poco tiempo deja de haber sombra. A la vez que se va produciendo más energía. Lo mismo, pero en sentido contrario ocurre por la tarde.

De esta manera al final se tienen 323 placas, dispuestas como se ha explicado, necesitarían un espacio mínimo de:

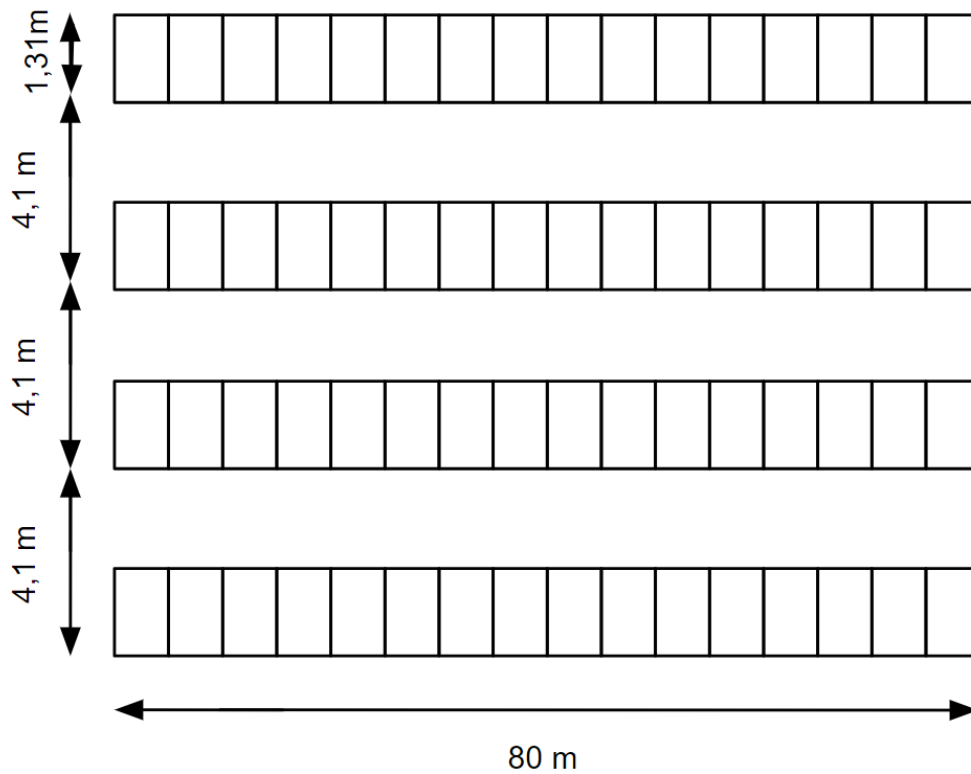
$$\text{Ancho} = l + m = 3,1 + 0,92 = 4,02 \text{ metros que se redondearán a } 4,1 \text{ metros}$$

$$\text{Largo} = 8 \text{ metros}$$

Este será el espacio ocupado por un único bloque de 10 placas, pero la configuración es de 323, por lo que se necesitarán 33 bloques idénticos como el descrito anteriormente.

Quedaría configurar sobre el terreno los bloques que se han comentado. Una posible distribución serían tres filas consecutivas de 80 unidades una y los restantes de 83 como se ha descrito anteriormente.

En la ilustración 19, vista desde arriba, la instalación quedaría:



*Ilustración 19. Vista aérea de la configuración comentada.*

Como se aprecia, se necesitaría una verticalidad de 13,61 m como mínimo mientras que la superficie vertical de la que se dispone es de 12 m. Por esto, hay que plantear una nueva disposición de placas.

Ahora se dispondrán el mismo número de placas en las dos caras que dan al sur en el tejado, dejando la disposición de placas de 161 placas en una cara de la estructura y de 162 en la otra.

En la ilustración 20, vista desde arriba, la instalación quedaría, por cara de la estructura:

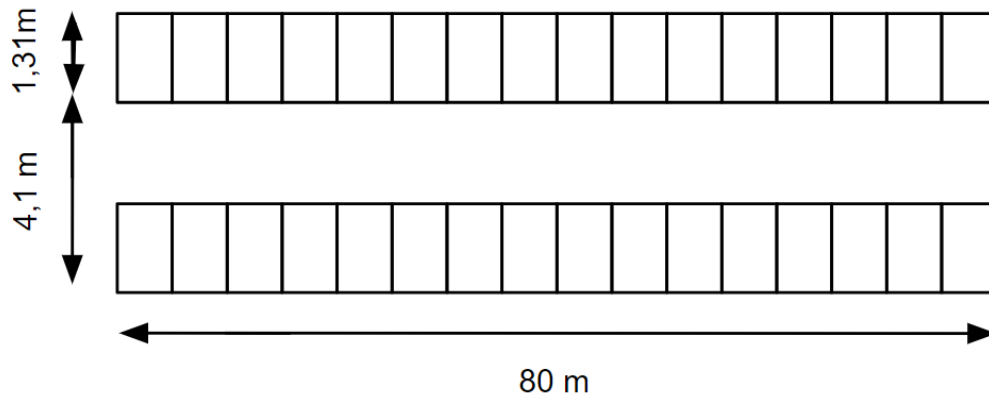


Ilustración 20. Vista aérea de la instalación comentada.

Se dejan 2 metros a un lado para que la fachada no haga sombra sobre los paneles, por lo que tendría finalmente unas dimensiones de:

Ancho = 5,41 metros

Largo = 80 metros

Siendo la superficie total de:

Superficie =  $5,41 \cdot 80 = 432,8 \text{ m}^2$

#### 9.4. Alternativa 2: Configuración de la instalación con ocho inversores de 10 kW

Mismo módulo fotovoltaico que en el caso anterior, Panasonic VBHN240SJ25 y con el inversor Ingeteam Ingecon Sun 3 Play 10 TL cuyas características técnicas aparecen en la tabla 49. Con dicha configuración se obtendrá una producción de 104.000 kWh/año para el caso de la instalación sobre montura fija y de 111.000 kWh/año con montura sobre inclinación variable.

Número y potencia AC	8/10 kW
Tensión de suministro a la red	400 V
Corriente nominal de salida	15 A
Potencia CC	12 kW
Tensión de entrada mínima/máxima	200 V/820 V
Tensión máxima permisible de entrada	1.000 V
Intensidad máxima de entrada	20 A

Rango de temperatura de trabajo	-25°C...+65°C
Sistema de conexionado	Trifásico
Eficiencia europea	98 %

Tabla 49. Características generales del inversor Ingeteam Ingecon Sun 3 Play 10 TL

## Configuración de la central:

### Número máximo de módulos por inversor

Aplicando la ecuación 1 del apartado anterior a estos valores, se obtiene el número máximo de módulos por inversor:

$$n^{\circ} \text{ máximo de módulos} = \frac{P_{cc\text{inversor}}}{P_{\text{módulo}}} = \frac{12000}{240} = 50 \text{ módulos máximo}$$

### Determinación del número máximo, mínimo y límite de módulos por serie

Aplicando la ecuación 2 del apartado anterior a estos valores, se obtiene el número mínimo de módulos en serie:

$$n^{\circ} \text{ mínimo de módulos en serie} = \frac{V_{in\text{mínima}}}{V_{\text{nominal}}} = \frac{200}{24} = 8,33 \rightarrow 9 \text{ módulos mínimo}$$

Aplicando la ecuación 3 del apartado anterior a estos valores, se obtiene el número máximo de módulos en serie:

$$n^{\circ} \text{ máximo de módulos en serie} = \frac{V_{in\text{máxima}}}{V_{\text{mpp}}} = \frac{820}{43,6} = 18,81$$

→ 18 módulos máximo

Aplicando la ecuación 4 del apartado anterior a estos valores, se obtiene el número límite de módulos en serie:

$$n^{\circ} \text{ límite de módulos en serie} = \frac{V_{in\text{límite}}}{V_{\text{vacío}}} = \frac{1000}{52,4} = 19,08 \rightarrow 19 \text{ módulos límite}$$

Colocamos, por tanto, 19 placas en serie.

### Líneas o ramas en paralelo

Aplicando la ecuación 5 del apartado anterior a estos valores, se obtiene el número de líneas en paralelo por inversor:

$$n^{\circ} \text{ líneas en paralelo} = \frac{n^{\circ} \text{ máximo de módulos}}{n^{\circ} \text{ módulos en serie}} = \frac{50}{18} = 2,77 \rightarrow 2 \text{ líneas en paralelo}$$

Número total de módulos por inversor

Aplicando la ecuación 6 del apartado anterior a estos valores, se obtiene el número de módulos por inversor:

$$\text{Total módulos} = n^{\circ} \text{ líneas en paralelo} \cdot n^{\circ} \text{ módulos en serie} = 2 \cdot 18 = 36 \text{ módulos}$$

Potencia instalada por inversor

Aplicando la ecuación 7 del apartado anterior a estos valores, se obtiene la potencia instalada por inversor:

$$\text{Potencia pico en módulos} = \text{Total módulos} \cdot P_{\text{modulo}} = 36 \cdot 240 = 8.640 \text{ Wp}$$

Sobredimensionamiento del campo fotovoltaico

Aplicando la ecuación 8 del apartado anterior a estos valores, se obtiene el sobredimensionamiento del campo fotovoltaico:

$$\begin{aligned} \text{Sobredimensionamiento del campo fotovoltaico} &= \frac{\text{Potencia pico en módulos}}{\text{Potencia en CA}} \\ &= \frac{8.640}{10.000} = 0,864 \end{aligned}$$

Es decir, un -13,6 %.

Comprobación de la tensión y corriente máximas de entradas a la entrada del inversor

Aplicando la ecuación 9 del apartado anterior a estos valores, se obtiene la intensidad a la entrada del inversor:

$$\begin{aligned} I \text{ máxima a la entrada del inversor} &= n^{\circ} \text{ líneas en paralelo} \cdot I_{\text{módulo}} = 2 \cdot 5,51 \\ &= 11,02 \text{ A} < 20 \text{ A} \end{aligned}$$

Aplicando la ecuación 10 del apartado anterior a estos valores, se obtiene la tensión de trabajo de la instalación:

$$\begin{aligned} \text{Tensión pico de trabajo} &= n^{\circ} \text{ módulos en serie} \cdot V_{\text{mpp}} = 18 \cdot 43,6 = 784,8 \text{ V} \\ &< 820 \text{ V} \end{aligned}$$

Potencia total instalada

$$n^{\circ} \text{ total de placas} = \frac{\text{módulos}}{\text{inversor}} \cdot n^{\circ} \text{ inversores} = 36 \cdot 8 = 288 \text{ placas totales}$$

$$\text{Potencia pico en módulos} = \text{Total módulos} \cdot P_{\text{modulo}} = 288 \cdot 240 = 69.120 \text{ Wp}$$

Intensidad total

Aplicando la ecuación 11 del apartado anterior a estos valores, se obtiene la intensidad para el cálculo de la producción mensual:

$$I \text{ cálculo} = I_{\text{módulo}} \cdot n^{\circ} \text{ líneas en paralelo} \cdot n^{\circ} \text{ inversores} = 5,51 \cdot 2 \cdot 8 = 88,16 \text{ A}$$

### 9.4.1. Alternativa 2.1: Estudio económico y energético con estructura fija

En la tabla 50 aparece la irradiación solar mensual y la inclinación óptima según la versión 'Classic' del software PVGIS.

Mes	H(20)
Ene	2880
Feb	3600
Mar	4580
Abr	5240
Mayo	5990
Jun	6350
Jul	6410
Ago	6040
Sep	5300
Oct	4280
Nov	2990
Dic	2540
<b>Año</b>	4683,33

Tabla 50. Irradiación solar mensual e inclinación óptima según el Classic PVGIS

Producción y horas solares pico anuales teóricas, mostradas en la tabla 51 de a continuación:

Irradiación solar mensual en Valencia con 20° de inclinación				
Mes	Rad. Diaria	Rad. Mensual	Coeficiente	Producción Ah/mes
Enero	2880,00	92,90	88,16	8190,35
Feb	3600,00	128,57	88,16	11334,86
Mar	4580,00	147,74	88,16	13024,93
Abr	5240,00	174,67	88,16	15398,61
Mayo	5990,00	193,23	88,16	17034,79
Jun	6350,00	211,67	88,16	18660,53
Jul	6410,00	206,77	88,16	18229,21

Ago	6040,00	194,84	88,16	17176,98
Sep	5300,00	176,67	88,16	15574,93
Oct	4280,00	138,06	88,16	12171,77
Nov	2990,00	99,67	88,16	8786,61
Dic	2540,00	81,94	88,16	7223,43

Tabla 51. Producción y radiación mensual teórica

Aplicando la ecuación 12 del apartado anterior a estos valores, se obtiene la producción de la instalación en Ah/año:

$$\text{Producción en Ah/año} = \sum \text{Producción mensual} = 162.807,01 \text{ Ah/año}$$

Aplicando la ecuación 13 del apartado anterior a estos valores, se obtiene la producción de la instalación en Wh/año:

$$\text{Producción anual} = 162.807,01 \cdot 88,16 = 127.770.940,3 \text{ Wh/año}$$

Aplicando la ecuación 14 del apartado anterior a estos valores, se obtiene el número de horas solares pico:

$$\text{Coeficiente} = \frac{\text{Wh/año}}{W_{\text{pico}}} = \frac{127.770.940,3}{69.120} = 1.848,54$$

Producción y horas solares pico reales

Aplicando la ecuación 15 del apartado anterior a estos valores, se obtiene la producción real de la instalación:

$$\text{Producción} = 127.770.940,3 \cdot 0,815 = 104.133.316,35 \frac{\text{Wh}}{\text{año}} = 104.133 \text{ kWh/año}$$

Aplicando la ecuación 16 del apartado anterior a estos valores, se obtienen las horas solares pico reales:

$$\text{HSP} = \text{Coeficiente real} = \frac{104.133.316,35}{69.120} = 1.506,56$$

Producción en 10 años

Aplicando la ecuación 17 del apartado anterior a estos valores, se obtiene la energía producida para los primeros diez años, mostrada en la tabla 52:

Año	Coeficiente	Energía anual total kWh
1	1	104.133,32
2	0,992	103.300,25
3	0,984	102.467,18
4	0,976	101.634,12
5	0,968	100.801,05

6	0,96	99.967,98
7	0,952	99.134,92
8	0,944	98.301,85
9	0,936	97.468,78
10	0,928	96.635,72

Tabla 52. Energía producida para los primeros diez años.

Cálculo productivo y económico a 10 años considerando un precio fijo de la energía de 0,08 €/kWh, mostrado en la tabla 53:

Año	Coefficiente	Energía anual total kWh	Dinero ingresado	Dinero acumulado
1	1	104.133,32	8.330,67 €	8.330,67 €
2	0,992	103.300,25	8.264,02 €	16.594,69 €
3	0,984	102.467,18	8.197,37 €	24.792,06 €
4	0,976	101.634,12	8.130,73 €	32.922,79 €
5	0,968	100.801,05	8.064,08 €	40.986,87 €
6	0,96	99.967,98	7.997,44 €	48.984,31 €
7	0,952	99.134,92	7.930,79 €	56.915,11 €
8	0,944	98.301,85	7.864,15 €	64.779,25 €
9	0,936	97.468,78	7.797,50 €	72.576,76 €
10	0,928	96.635,72	7.730,86 €	80.307,61 €

Tabla 53. Dinero acumulado con un precio fijo de la energía de 8 cts/kWh

Cálculo productivo y económico a 10 años considerando un aumento anual del precio de la energía del 4 %, mostrado en la tabla 54:

Año	Energía anual total kWh	Precio del kWh	Dinero ingresado	Dinero acumulado
1	104.133,32	0,0800 €	8.330,67 €	8.330,67 €
2	103.300,25	0,0832 €	8.594,58 €	16.925,25 €
3	102.467,18	0,0865 €	8.866,28 €	25.791,53 €
4	101.634,12	0,0900 €	9.145,96 €	34.937,49 €
5	100.801,05	0,0936 €	9.433,84 €	44.371,33 €
6	99.967,98	0,0973 €	9.730,11 €	54.101,44 €
7	99.134,92	0,1012 €	10.034,98 €	64.136,42 €
8	98.301,85	0,1053 €	10.348,68 €	74.485,10 €



9	97.468,78	0,1095 €	10.671,42 €	85.156,52 €
10	96.635,72	0,1139 €	11.003,42 €	96.159,94 €

Tabla 54. Dinero acumulado teniendo en cuenta el aumento anual del precio de la energía

Cálculo productivo y económico a 10 años considerando el déficit de tarifa y un aumento anual del precio de la energía del 4 %, mostrado en la tabla 55:

Año	Energía anual total kWh	Precio del kWh	Dinero ingresado	Dinero acumulado
1	104.133,32	0,1000 €	10.413,33 €	10.413,33 €
2	103.300,25	0,1040 €	10.743,23 €	21.156,56 €
3	102.467,18	0,1082 €	11.082,85 €	32.239,41 €
4	101.634,12	0,1125 €	11.432,46 €	43.671,86 €
5	100.801,05	0,1170 €	11.792,30 €	55.464,16 €
6	99.967,98	0,1217 €	12.162,63 €	67.626,79 €
7	99.134,92	0,1265 €	12.543,73 €	80.170,52 €
8	98.301,85	0,1316 €	12.935,85 €	93.106,38 €
9	97.468,78	0,1369 €	13.339,28 €	106.445,65 €
10	96.635,72	0,1423 €	13.754,28 €	120.199,93 €

Tabla 55. Dinero acumulado teniendo en cuenta el déficit de tarifa en el precio de la energía

Cálculo productivo y económico a 25 años considerando el déficit de tarifa, un aumento anual del precio de la energía del 4 % así como los costes de un seguro y mantenimiento, tabla 56:

Año	Energía anual total kWh	Precio del kWh	Dinero ingresado	Coste seguro y mantenimiento	Diferencia	Dinero acumulado
1	104.133,32	0,1000 €	10.413,33 €	520,67 €	9.892,67 €	9.892,67 €
2	103.300,25	0,1040 €	10.743,23 €	537,16 €	10.206,06 €	20.098,73 €
3	102.467,18	0,1082 €	11.082,85 €	554,14 €	10.528,71 €	30.627,44 €
4	101.634,12	0,1125 €	11.432,46 €	571,62 €	10.860,83 €	41.488,27 €
5	100.801,05	0,1170 €	11.792,30 €	589,61 €	11.202,68 €	52.690,95 €
6	99.967,98	0,1217 €	12.162,63 €	608,13 €	11.554,50 €	64.245,46 €
7	99.134,92	0,1265 €	12.543,73 €	627,19 €	11.916,54 €	76.162,00 €
8	98.301,85	0,1316 €	12.935,85 €	646,79 €	12.289,06 €	88.451,06 €
9	97.468,78	0,1369 €	13.339,28 €	666,96 €	12.672,31 €	101.123,37 €

10	96.635,72	0,1423 €	13.754,28 €	687,71 €	13.066,56 €	114.189,93 €
11	96.152,54	0,1480 €	14.232,92 €	711,65 €	13.521,28 €	127.711,21 €
12	95.671,78	0,1539 €	14.728,23 €	736,41 €	13.991,82 €	141.703,03 €
13	95.193,42	0,1601 €	15.240,77 €	762,04 €	14.478,73 €	156.181,76 €
14	94.717,45	0,1665 €	15.771,15 €	788,56 €	14.982,59 €	171.164,36 €
15	94.243,86	0,1732 €	16.319,99 €	816,00 €	15.503,99 €	186.668,35 €
16	93.772,64	0,1801 €	16.887,92 €	844,40 €	16.043,53 €	202.711,87 €
17	93.303,78	0,1873 €	17.475,62 €	873,78 €	16.601,84 €	219.313,72 €
18	92.837,26	0,1948 €	18.083,77 €	904,19 €	17.179,59 €	236.493,30 €
19	92.373,08	0,2026 €	18.713,09 €	935,65 €	17.777,44 €	254.270,74 €
20	91.911,21	0,2107 €	19.364,31 €	968,22 €	18.396,09 €	272.666,83 €
21	91.451,65	0,2191 €	20.038,18 €	1.001,91 €	19.036,27 €	291.703,10 €
22	90.994,40	0,2279 €	20.735,51 €	1.036,78 €	19.698,74 €	311.401,84 €
23	90.539,42	0,2370 €	21.457,11 €	1.072,86 €	20.384,25 €	331.786,09 €
24	90.086,73	0,2465 €	22.203,82 €	1.110,19 €	21.093,62 €	352.879,72 €
25	89.636,29	0,2563 €	22.976,51 €	1.148,83 €	21.827,68 €	374.707,40 €

Tabla 56. Dinero acumulado a 25 años teniendo en cuenta el déficit de tarifa y el coste de un seguro y mantenimiento

Coste teórico de la instalación, del vatio pico y amortización de la instalación, mostrado en la tabla 57:

Coste instalación:				
Nombre	Cantidad	Precio unitario	Precio total	Precio + IVA (21%)
Placas	288	248,84 €	71.665,92 €	86.715,76 €
Inversor	8	1.649,07 €	13.192,56 €	15.963,00 €
Cables, soportes, montaje	1	10.368,00 €	10.368,00 €	
Beneficio	1	6.912,00 €	6.912,00 €	
Total:			102.138,48 €	119.958,76 €

Tabla 57. Coste teórico de la instalación

Aplicando la ecuación 18 del apartado anterior a estos valores, se obtiene el precio por Wpico:

$$\text{Coste Wpico} = \frac{102.138,48}{69.120} = 1.48 \text{ €/Wpico}$$

Se ve que el décimo año se tiene un total acumulado de 114.189,93 €, mientras que en el año once se tiene 127.711,21 €. Es decir, en poco más de diez años se recupera el dinero invertido a través del dinero acumulado por la producción de la instalación.

Posibilidades económicas y productivas a 25 y 40 años

Aplicando la ecuación 19 del apartado anterior a estos valores, se obtiene la energía producida en 25 años:

$$\text{Energía producida} = 0.9 \cdot 25 \cdot 104.133.316,35 = 2.342.999,62 \frac{\text{kWh}}{25 \text{ años}}$$

Aplicando la ecuación 20 del apartado anterior a estos valores, se obtiene el coste de la instalación en 25 años:

$$\text{Coste a 25 años} = 102.138,48 + 13.192,56 + 25 \cdot 1.000 = 140.331,04 \text{ €}$$

Aplicando la ecuación 21 del apartado anterior a estos valores, se obtiene el coste del kWh instalación en 25 años:

$$\text{Coste kWh} = \frac{140.331,04}{2.342.999,62} = 0,0599 \text{ € ó } 5,99 \text{ cts/kWh}$$

Aplicando la ecuación 22 del apartado anterior a estos valores, se obtiene la energía producida en 25 años:

$$\text{Energía producida} = 0.94 \cdot 25 \cdot 104.133.316,35 = 2.447.132,93 \frac{\text{kWh}}{25 \text{ años}}$$

Aplicando la ecuación 23 del apartado anterior a estos valores, se obtiene el coste de la instalación en 25 años:

$$\text{Coste a 25 años} = 102.138,48 + 25 \cdot 1.000 = 127.138,48 \text{ €}$$

Aplicando la ecuación 24 del apartado anterior a estos valores, se obtiene el coste del kWh instalación en 25 años:

$$\text{Coste kWh} = \frac{127.138,48}{2.447.132,93} = 0,0375 \text{ € ó } 3,75 \text{ cts/kWh}$$

Aplicando la ecuación 25 del apartado anterior a estos valores, se obtiene la energía producida en 40 años:

$$\text{Energía producida} = 0.85 \cdot 40 \cdot 104.133.316,35 = 3.540.532,76 \frac{\text{kWh}}{40 \text{ años}}$$

Aplicando la ecuación 26 del apartado anterior a estos valores, se obtiene el coste de la instalación en 40 años:

$$\text{Coste a 40 años} = 102.138,48 + 2 \cdot 13.192,56 + 40 \cdot 1.000 = 168.523,6 \text{ €}$$

Aplicando la ecuación 27 del apartado anterior a estos valores, se tiene el coste del kWh instalación en 40 años:

$$\text{Coste kWh} = \frac{168.523,6}{3.540.532,76} = 0,0476 \text{ € ó } 4,76 \text{ cts/kWh}$$

Aplicando la ecuación 28 del apartado anterior a estos valores, se obtiene la energía producida en 40 años:

$$\text{Energía producida} = 0,9 \cdot 40 \cdot 104.133.316,35 = 3.748.799,39 \frac{\text{kWh}}{40 \text{ años}}$$

Aplicando la ecuación 29 del apartado anterior a estos valores, se obtiene el coste de la instalación en 40 años:

$$\text{Coste a 40 años} = 102.138,48 + 13.192,56 + 40 \cdot 1.000 = 155.331,04 \text{ €}$$

Aplicando la ecuación 30 del apartado anterior a estos valores, se obtiene el coste del kWh instalación en 40 años:

$$\text{Coste kWh} = \frac{155.331,04}{3.748.799,39} = 0,0414 \text{ € ó } 4,14 \text{ cts/kWh}$$

Cálculo del espacio ocupado por las placas

La disposición física de las placas debe realizarse en filas consecutivas. Se colocan a una distancia entre ellas suficiente como para que cada fila no produzca sombra sobre la siguiente.

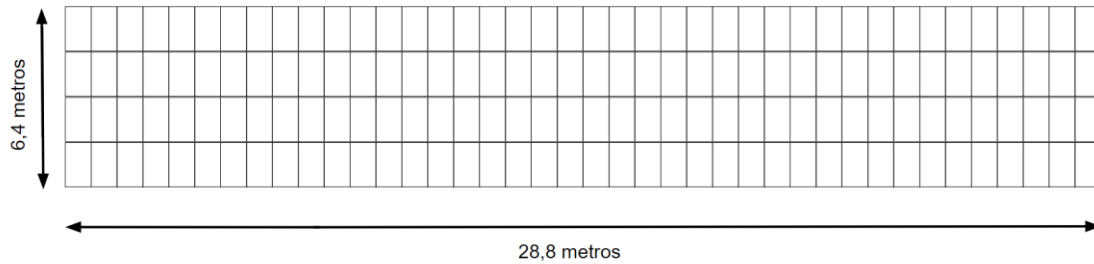
La longitud de cada fila debe ser suficientemente larga como para aprovechar bien el espacio disponible, pero debe poseer zonas de paso que permitan acceder a la parte posterior de las placas sin necesidad de realizar trayectos con distancias grandes.

Para evitar que se produzcan sombras debe dejarse un espacio mínimo entre filas que es función de la altura relativa entre una fila y la siguiente y de la latitud del lugar en el que está emplazada la instalación.

Para esta configuración con el inversor de 10 kW se tiene un total de 288 paneles de 240 W.

Se ha de decidir cómo colocarlos. Se pueden disponer las placas de forma vertical de forma que se tenga en una de las dos caras de la instalación 144 placas. Para ello, se pueden hacer cuatro filas de treinta y seis placas cada una. Con esta disposición se obtendrá el número total de paneles necesarios en la instalación sin exceder el área total del tejado.

En estas condiciones, se tiene la siguiente disposición, vista frontalmente en la ilustración 24:



*Ilustración 21. Vista frontal de la instalación con la disposición comentada.*

Cada bloque tiene 24 metros más una zona de paso, que debe ser lo suficientemente ancha como para que por la mañana y por la tarde las placas contiguas no hagan sombra entre sí. En cuanto al ancho que vamos a ocupar, será la proyección de los 6.6 metros sobre el suelo, más la zona de sombras que debe quedar libre entre cada fila y la siguiente.

Para este caso, no se deberá dejar pasillo entre placas ya que no se hacen sombra horizontalmente puesto que, en su movimiento diario, el sol sale por el este y se oculta por el oeste y se producen sombras a primera hora de la mañana y a última de la tarde.

Es inevitable que en ese momento de salida y puesta de sol, hay algún tipo de sombra, aunque se produce en instantes en los que la producción es mínima. Por la mañana el sol comienza a elevarse y en poco tiempo deja de haber sombra. A la vez que se va produciendo más energía. Lo mismo, pero en sentido contrario ocurre por la tarde.

Finalmente se tendrían unas dimensiones de:

$$\text{Ancho} = 6,4 \text{ metros}$$

$$\text{Largo} = 28,8 \text{ metros}$$

Siendo la superficie total de:

$$\text{Superficie} = 6,4 \cdot 28,8 = 184,32 \text{ m}^2$$

La superficie útil de cada lado de la terraza es de:

$$\text{Superficie} = 80 \cdot 12 = 960 \text{ m}^2$$

Restándole la sombra máxima que ejerce el muro:

$$\text{Sombra} = 2 \cdot 12 = 24 \text{ m}^2$$

Por lo que deja una superficie válida para la instalación de:

$$\text{Superficie total para la instalación} = \text{Superficie} - \text{Sombra} = 960 - 24 = 936 \text{ m}^2$$

Por lo que, si se necesita una superficie de aproximadamente 185 m<sup>2</sup> para la correcta instalación de las placas en cada uno de los lados del tejado de la nave, significa que se dispone de espacio más que de sobra para la correcta disposición de las placas.

### 9.4.2. Alternativa 2.2: Estudio económico y energético con estructura de inclinación variable

En la tabla 58 aparece la irradiación solar mensual y la inclinación óptima según la versión 'Classic' del software PVGIS.

Mes	H <sub>opt</sub>
Ene	3690
Feb	4200
Mar	4740
Abr	5240
Mayo	5990
Jun	6350
Jul	6410
Ago	6010
Sep	5300
Oct	4820
Nov	3690
Dic	3320
<b>Año</b>	4980

Tabla 58. Irradiación solar mensual e inclinación óptima

Producción y horas solares pico anuales teóricas, mostradas en la tabla 59 de a continuación:

Irradiación solar mensual en Valencia con inclinación variable				
Mes	Rad. Diaria	Rad. Mensual	Coeficiente	Producción Ah/mes
Enero	3690,00	119,03	88,16	10493,88
Feb	4200,00	150,00	88,16	13224,00
Mar	4740,00	152,90	88,16	13479,95
Abr	5240,00	174,67	88,16	15398,61
Mayo	5990,00	193,23	88,16	17034,79
Jun	6350,00	211,67	88,16	18660,53
Jul	6410,00	206,77	88,16	18229,21

Ago	6010,00	193,87	88,16	17091,66
Sep	5300,00	176,67	88,16	15574,93
Oct	4820,00	155,48	88,16	13707,46
Nov	3690,00	123,00	88,16	10843,68
Dic	3320,00	107,10	88,16	9441,65

Tabla 59. Producción y radiación mensual teórica

Aplicando la ecuación 12 del apartado anterior a estos valores, se obtiene la producción de la instalación en Ah/año:

$$\text{Producción en Ah/año} = \sum \text{Producción mensual} = 173.180,37 \text{ Ah/año}$$

Aplicando la ecuación 13 del apartado anterior a estos valores, se obtiene la producción de la instalación en Wh/año:

$$\text{Producción anual} = 173.180,37 \cdot 88,16 = 135.911.951,59 \text{ Wh/año}$$

Aplicando la ecuación 14 del apartado anterior a estos valores, se obtiene el número de horas solares pico:

$$\text{Coeficiente} = \frac{\text{Wh/año}}{\text{Wpico}} = \frac{135.911.951,59}{69.120} = 1966,32$$

Producción y horas solares pico reales

Aplicando la ecuación 15 del apartado anterior a estos valores, se obtiene la producción real de la instalación:

$$\begin{aligned} \text{Producción} &= 135.911.951,59 \cdot 0,815 = 110.768.240,55 \frac{\text{Wh}}{\text{año}} \\ &= 110.768,24 \text{ kWh/año} \end{aligned}$$

Aplicando la ecuación 16 del apartado anterior a estos valores, se obtienen las horas solares pico reales:

$$\text{HSP} = \text{Coeficiente real} = \frac{110.768.240,55}{69.120} = 1.602,55$$

Producción en 10 años

Aplicando la ecuación 17 del apartado anterior a estos valores, se obtiene la energía producida para los primeros diez años, mostrada en la tabla 60:

Año	Coeficiente	Energía anual total kWh
1	1	110.768,24
2	0,992	109.882,09

3	0,984	108.995,95
4	0,976	108.109,80
5	0,968	107.223,66
6	0,96	106.337,51
7	0,952	105.451,37
8	0,944	104.565,22
9	0,936	103.679,07
10	0,928	102.792,93

Tabla 60. Energía producida para los primeros diez años

Cálculo productivo y económico a 10 años considerando un precio fijo de la energía de 0,08 €/kWh, mostrado en la tabla 61:

Año	Coficiente	Energía anual total kWh	Dinero ingresado	Dinero acumulado
1	1	110.768,24	88.614,59 €	88.614,59 €
2	0,992	109.882,09	87.905,68 €	176.520,27 €
3	0,984	108.995,95	87.196,76 €	263.717,03 €
4	0,976	108.109,80	86.487,84 €	350.204,87 €
5	0,968	107.223,66	85.778,93 €	435.983,79 €
6	0,96	106.337,51	85.070,01 €	521.053,80 €
7	0,952	105.451,37	84.361,09 €	605.414,90 €
8	0,944	104.565,22	83.652,18 €	689.067,07 €
9	0,936	103.679,07	82.943,26 €	772.010,33 €
10	0,928	102.792,93	82.234,34 €	854.244,67 €

Tabla 61. Dinero acumulado con un precio fijo de la energía de 8 cts/kWh

Cálculo productivo y económico a 10 años considerando un aumento anual del precio de la energía del 4 %, mostrado en la tabla 62.

Año	Energía anual total kWh	Precio del kWh	Dinero ingresado	Dinero acumulado
1	110.768,24	0,8000 €	88.614,59 €	88.614,59 €
2	109.882,09	0,8320 €	91.421,90 €	180.036,50 €
3	108.995,95	0,8653 €	94.312,01 €	274.348,51 €
4	108.109,80	0,8999 €	97.287,06 €	371.635,57 €
5	107.223,66	0,9359 €	100.349,21 €	471.984,78 €



6	106.337,51	0,9733 €	103.500,67 €	575.485,45 €
7	105.451,37	1,0123 €	106.743,69 €	682.229,15 €
8	104.565,22	1,0527 €	110.080,56 €	792.309,70 €
9	103.679,07	1,0949 €	113.513,58 €	905.823,28 €
10	102.792,93	1,1386 €	117.045,11 €	1.022.868,39 €

Tabla 64. Dinero acumulado teniendo en cuenta el aumento anual del precio de la energía

Cálculo productivo y económico a 10 años considerando el déficit de tarifa y un aumento anual del precio de la energía del 4 %, mostrado en la tabla 63.

Año	Energía anual total kWh	Precio del kWh	Dinero ingresado	Dinero acumulado
1	110.768,24	0,1000 €	11.076,82 €	11.076,82 €
2	109.882,09	0,1040 €	11.427,74 €	22.504,56 €
3	108.995,95	0,1082 €	11.789,00 €	34.293,56 €
4	108.109,80	0,1125 €	12.160,88 €	46.454,45 €
5	107.223,66	0,1170 €	12.543,65 €	58.998,10 €
6	106.337,51	0,1217 €	12.937,58 €	71.935,68 €
7	105.451,37	0,1265 €	13.342,96 €	85.278,64 €
8	104.565,22	0,1316 €	13.760,07 €	99.038,71 €
9	103.679,07	0,1369 €	14.189,20 €	113.227,91 €
10	102.792,93	0,1423 €	14.630,64 €	127.858,55 €

Tabla 65. Dinero acumulado teniendo en cuenta el déficit de tarifa en el precio de la energía

Cálculo productivo y económico a 25 años considerando el déficit de tarifa, un aumento anual del precio de la energía del 4 % así como los costes de un seguro y mantenimiento, mostrado en la tabla 64.

Año	Energía anual total kWh	Precio del kWh	Dinero ingresado	Coste seguro y mantenimiento	Diferencia	Dinero acumulado
1	110.768,24	0,1000 €	11.076,82 €	553,84 €	10.522,98 €	10.522,98 €
2	109.882,09	0,1040 €	11.427,74 €	571,39 €	10.856,35 €	21.379,33 €
3	108.995,95	0,1082 €	11.789,00 €	589,45 €	11.199,55 €	32.578,89 €
4	108.109,80	0,1125 €	12.160,88 €	608,04 €	11.552,84 €	44.131,72 €
5	107.223,66	0,1170 €	12.543,65 €	627,18 €	11.916,47 €	56.048,19 €
6	106.337,51	0,1217 €	12.937,58 €	646,88 €	12.290,70 €	68.338,90 €

7	105.451,37	0,1265 €	13.342,96 €	667,15 €	12.675,81 €	81.014,71 €
8	104.565,22	0,1316 €	13.760,07 €	688,00 €	13.072,07 €	94.086,78 €
9	103.679,07	0,1369 €	14.189,20 €	709,46 €	13.479,74 €	107.566,51 €
10	102.792,93	0,1423 €	14.630,64 €	731,53 €	13.899,11 €	121.465,62 €
11	102.278,96	0,1480 €	15.139,78 €	756,99 €	14.382,80 €	135.848,42 €
12	101.767,57	0,1539 €	15.666,65 €	783,33 €	14.883,32 €	150.731,73 €
13	101.258,73	0,1601 €	16.211,85 €	810,59 €	15.401,26 €	166.132,99 €
14	100.752,44	0,1665 €	16.776,02 €	838,80 €	15.937,22 €	182.070,21 €
15	100.248,67	0,1732 €	17.359,83 €	867,99 €	16.491,84 €	198.562,05 €
16	99.747,43	0,1801 €	17.963,95 €	898,20 €	17.065,75 €	215.627,80 €
17	99.248,69	0,1873 €	18.589,09 €	929,45 €	17.659,64 €	233.287,44 €
18	98.752,45	0,1948 €	19.235,99 €	961,80 €	18.274,19 €	251.561,63 €
19	98.258,69	0,2026 €	19.905,41 €	995,27 €	18.910,14 €	270.471,77 €
20	97.767,39	0,2107 €	20.598,12 €	1.029,91 €	19.568,21 €	290.039,98 €
21	97.278,56	0,2191 €	21.314,93 €	1.065,75 €	20.249,18 €	310.289,16 €
22	96.792,16	0,2279 €	22.056,69 €	1.102,83 €	20.953,85 €	331.243,02 €
23	96.308,20	0,2370 €	22.824,26 €	1.141,21 €	21.683,05 €	352.926,07 €
24	95.826,66	0,2465 €	23.618,55 €	1.180,93 €	22.437,62 €	375.363,69 €
25	95.347,53	0,2563 €	24.440,47 €	1.222,02 €	23.218,45 €	398.582,13 €

Tabla 64. Dinero acumulado a 25 años teniendo en cuenta el déficit de tarifa y el coste de un seguro y mantenimiento

Coste teórico de la instalación, del vatio pico y amortización de la instalación, mostrado en la tabla 65:

Coste instalación:				
Nombre	Cantidad	Precio unitario	Precio total	Precio + IVA (21%)
Placas	288	248,84 €	71.665,92 €	86.715,76 €
Inversor	8	1.649,07 €	13.192,56 €	15.963,00 €
Cables, soportes, montaje	15 % de la potencia instalada	10.368,00 €	10.368,00 €	
Beneficio	10 % de la potencia instalada	6.912,00 €	6.912,00 €	
Total:			102.138,48 €	119.958,76 €
Total, con estructura de ángulo variable:			114.072,16 €	138.027,31 €

Tabla 65. Coste teórico de la instalación

Aplicando la ecuación 18 del apartado anterior a estos valores, se obtiene el precio por  $W_{pico}$ :

$$\text{Coste } W_{pico} = \frac{114.072,16}{69.120} = 1,65 \text{ €/}W_{pico}$$

Se ve que el undécimo año se tiene un total acumulado de 135.848,42 €, mientras que en el año doce se tiene 150.731,73 €. Es decir, en poco más de once años se recupera el dinero invertido a través del dinero acumulado por la producción de la instalación.

Posibilidades económicas y productivas a 25 y 40 años

Aplicando la ecuación 19 del apartado anterior a estos valores, se obtiene la energía producida en 25 años:

$$\text{Energía producida} = 0,9 \cdot 25 \cdot 110.768.240,55 = 2.492.285,41 \frac{\text{kWh}}{25 \text{ años}}$$

Aplicando la ecuación 20 del apartado anterior a estos valores, se obtiene el coste de la instalación en 25 años:

$$\text{Coste a 25 años} = 114.072,16 + 13.192,56 + 25 \cdot 1.200 = 157.264,72 \text{ €}$$

Aplicando la ecuación 21 del apartado anterior a estos valores, se obtiene el coste del kWh instalación en 25 años:

$$\text{Coste kWh} = \frac{157.264,72}{2.492.285,41} = 0,0631 \text{ € ó } 6,31 \text{ cts/kWh}$$

Aplicando la ecuación 22 del apartado anterior a estos valores, se obtiene la energía producida en 25 años:

$$\text{Energía producida} = 0,94 \cdot 25 \cdot 110.768.240,55 = 2.603.053,65 \frac{\text{kWh}}{25 \text{ años}}$$

Aplicando la ecuación 23 del apartado anterior a estos valores, se obtiene el coste de la instalación en 25 años:

$$\text{Coste a 25 años} = 114.072,16 + 25 \cdot 1.200 = 144.072,16 \text{ €}$$

Aplicando la ecuación 24 del apartado anterior a estos valores, se obtiene el coste del kWh instalación en 25 años:

$$\text{Coste kWh} = \frac{144.072,16}{2.603.053,65} = 0,0553 \text{ € ó } 5,53 \text{ cts/kWh}$$

Aplicando la ecuación 25 del apartado anterior a estos valores, se obtiene la energía producida en 40 años:

$$\text{Energía producida} = 0,85 \cdot 40 \cdot 110.768.240,55 = 3.766.120,18 \frac{\text{kWh}}{40 \text{ años}}$$

Aplicando la ecuación 26 del apartado anterior a estos valores, se obtiene el coste de la instalación en 40 años:

$$\text{Coste a 40 años} = 114.072,16 + 2 \cdot 13.192,56 + 40 \cdot 1.200 = 188.457,28 \text{ €}$$

Aplicando la ecuación 27 del apartado anterior a estos valores, se obtiene el coste del kWh instalación en 40 años:

$$\text{Coste kWh} = \frac{188.457,28}{3.766.120,18} = 0,05 \text{ € ó 5 cts/kWh}$$

Aplicando la ecuación 28 del apartado anterior a estos valores, se obtiene la energía producida en 40 años:

$$\text{Energía producida} = 0,9 \cdot 40 \cdot 110.768.240,55 = 3.987.656,66 \frac{\text{kWh}}{40 \text{ años}}$$

Aplicando la ecuación 29 del apartado anterior a estos valores, se obtiene el coste de la instalación en 40 años:

$$\text{Coste a 40 años} = 114.072,16 + 13.192,56 + 40 \cdot 1.200 = 175.264,72 \text{ €}$$

Aplicando la ecuación 30 del apartado anterior a estos valores, se obtiene el coste del kWh instalación en 40 años:

$$\text{Coste kWh} = \frac{175.264,72}{3.987.656,66} = 0,044 \text{ € ó 4,4 cts/kWh}$$

Cálculo del espacio ocupado por las placas

Para la configuración del espacio ocupado por las placas, se empleará la estructura de inclinación variable STR05H-1642-994. Este soporte será apto para colocar hasta un máximo de diez placas en vertical, es decir, las dimensiones del soporte con las placas serán de 8 m de ancho y 1,6 de alto.

Para esta configuración con el inversor de 10 kW se tiene un total de 288 paneles de 240 W de 72 células, mientras que el fabricante del soporte, en su hoja de características, dice que el máximo de módulos de este tipo que se pueden montar en la estructura es de diez. Entonces:

$$n^{\circ} \text{ estructuras} = \frac{n^{\circ} \text{ total placas}}{n^{\circ} \text{ placas/soporte}} = \frac{288}{10} = 28 \text{ estructuras}$$

Como se ha dicho, se dispondrán de forma vertical las diez placas y se separarán el número de estructuras entre las dos caras del tejado. Por lo que se tendrá un total de 14 estructuras en una parte del tejado y 14 en el otro. En estas condiciones, se tiene la siguiente disposición vista frontalmente en la ilustración 22:

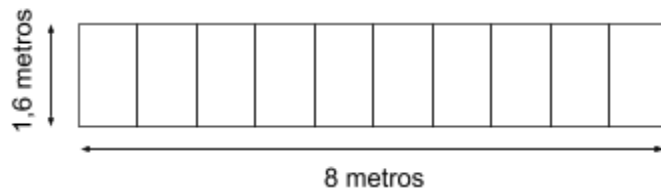


Ilustración 22. Vista frontal de la instalación con la disposición comentada.

Hay que recordar que se está ante una estructura de inclinación variable, esto significa, cambiará de orientación vertical durante el año. Para la latitud de Valencia, el ángulo más desfavorable, el que proyecta una sombra mayor, es el de  $55^\circ$  en invierno en los meses de octubre a mayo.

$$h = 1,6 \cdot \sin 55^\circ = 1,31 \text{ metros}$$

Por otra parte, la longitud  $m$  tiene un valor de:

$$m = 1,6 \cdot \cos 55^\circ = 0,92 \text{ metros}$$

En ambos casos se ha aproximado hacia arriba, puesto que es la condición más desfavorable.

Valencia está en un punto de latitud  $39,4^\circ$  por lo que se sabe que el resultado de  $k$  será 2,475. Para calcular  $k$ , se empleará la siguiente expresión:

$$k = \frac{1}{\tan(61^\circ - \text{Latitud})} = \frac{1}{\tan(61^\circ - 39^\circ)} = 2,475$$

Con este resultado, la distancia  $l$  será:

$$l = (1,31 \cdot 2,475) \cdot \cos 20^\circ = 3,04 \text{ metros, que se redondearán a } 3,1 \text{ metros}$$

En este caso, no se deberá calcular pasillo puesto que la disposición de las placas será consecutiva, es decir, no habrá espacio entre estructuras de la misma fila.

Es inevitable que en ese momento de salida y puesta de sol, hay algún tipo de sombra, aunque se produce en instantes en los que la producción es mínima. Por la mañana el sol comienza a elevarse y en poco tiempo deja de haber sombra. A la vez que se va produciendo más energía. Lo mismo, pero en sentido contrario ocurre por la tarde.

De esta manera al final se tienen 288 placas, dispuestas como se ha explicado, necesitarían un espacio mínimo de:

$$\text{Ancho} = l + m = 3,1 + 0,92 = 4,02 \text{ metros que se redondearán a } 4,1 \text{ metros}$$

$$\text{Largo} = 8 \text{ metros}$$

Este será el espacio ocupado por un único bloque de 10 placas, pero la configuración es de 288, por lo que se necesitarán 33 bloques idénticos como el descrito anteriormente.

Quedaría configurar sobre el terreno los bloques que se han comentado. Una posible distribución serían tres filas consecutivas de 80 unidades una y los restantes de 83 como se ha descrito anteriormente.

En la ilustración 23, vista desde arriba, la instalación quedaría:

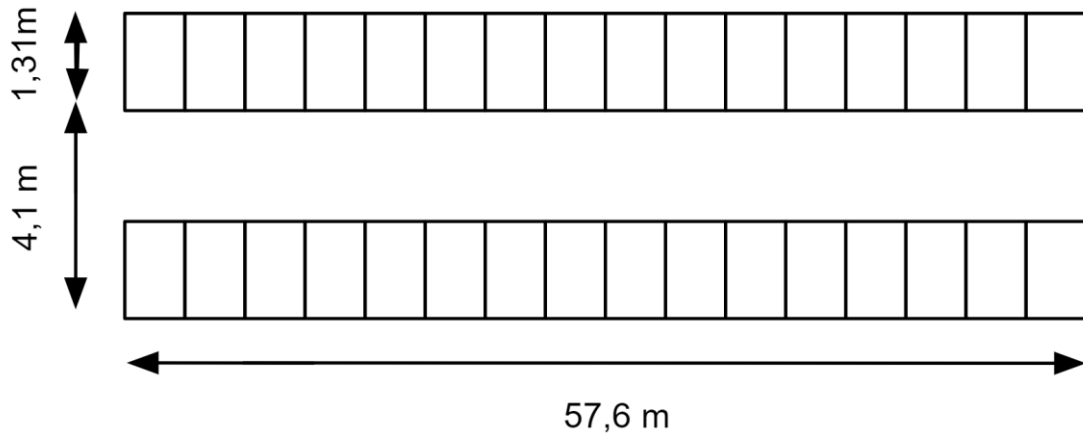


Ilustración 23. Vista aérea de la instalación comentada.

Se dejan 2 metros a un lado para que la fachada no haga sombra sobre los paneles, por lo que tendría finalmente unas dimensiones de:

Ancho = 5,41 metros

Largo = 57,6 metros

Siendo la superficie total de:

$$\text{Superficie} = 5,41 \cdot 57,6 = 311,62 \text{ m}^2$$

## 9.5. Decisión de la alternativa adoptada:

Hasta ahora, se tienen cuatro alternativas para realizar la misma instalación: utilizando un único inversor de 70 kW sobre estructura fija, utilizando el mismo inversor, pero con estructura de inclinación variable, utilizando ocho inversores de 10 kW con estructura fija y, por último, utilizando los mismos ocho inversores, pero utilizando estructura de inclinación variable.

Para realizar una conclusión de la manera más correcta posible, se dividirán los razonamientos en el análisis entre los diversos inversores y el incremento de producción soporte de inclinación variable respecto a montura sobre estructura fija.

### 9.5.1. Razonamiento de los tipos de inversores:

En este diseño se utilizarán dos inversores completamente distintos: El Ingeteam Ingecon Sun 3 Play 10TL y el Ingeteam Ingecon Sun 70. El primero, de 10 kW, es de tipo 'string', y el segundo, de 70 kW, es de tipo centralizado. Ambos inversores darán una

configuración de la central completamente distinta como bien se ha visto en el apartado anterior de cálculos. La configuración de la central de la instalación se verá afectada según las propiedades del inversor de: valores de tensión mínima y máxima en la parte de continua, tensión máxima de cortocircuito, sobredimensionamiento de la parte de continua respecto a la de alterna e intensidad máxima de entrada. En las tablas 66 y 67, se expondrán las ventajas e inconvenientes de cada tipo, y en función de esto, se descartará una configuración de la instalación para acogernos a la más favorable:

- Según el coste total del sistema: Hay que tener en consideración que el coste total del sistema no es lo mismo que comparar el coste de un inversor centralizado con el coste de un número añadido de inversores tipo ‘string’ necesario para soportar la misma producción.

Tipo de inversor	Ventajas:	Inconvenientes:
Central	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Menor coste por vatio en la parte de continua.</li> <li>• Menos conexiones entre componentes.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mayor coste de instalación.</li> <li>• Mayor coste de cableado en continua.</li> <li>• Mayor área ocupada.</li> </ul>
String	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Menor balance de los costes del sistema.</li> <li>• Menor coste de mantenimiento.</li> <li>• Diseño más simple y modularidad; ideal para espacios reducidos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mayor coste por vatio en la parte de continua</li> <li>• Más conexiones.</li> <li>• Requiere más espacio distribuido para montar los inversores.</li> </ul>

*Tabla 66. Ventajas e inconvenientes de ambos tipos de inversores según el coste total del sistema*

- Según la producción de energía: La eficiencia de los inversores tipo ‘string’ contra los inversores centralizados es ligeramente superior, pero la diferencia suele ser insignificante. Las diferencias clave entre inversores relacionadas con la producción del sistema se exponen a continuación:

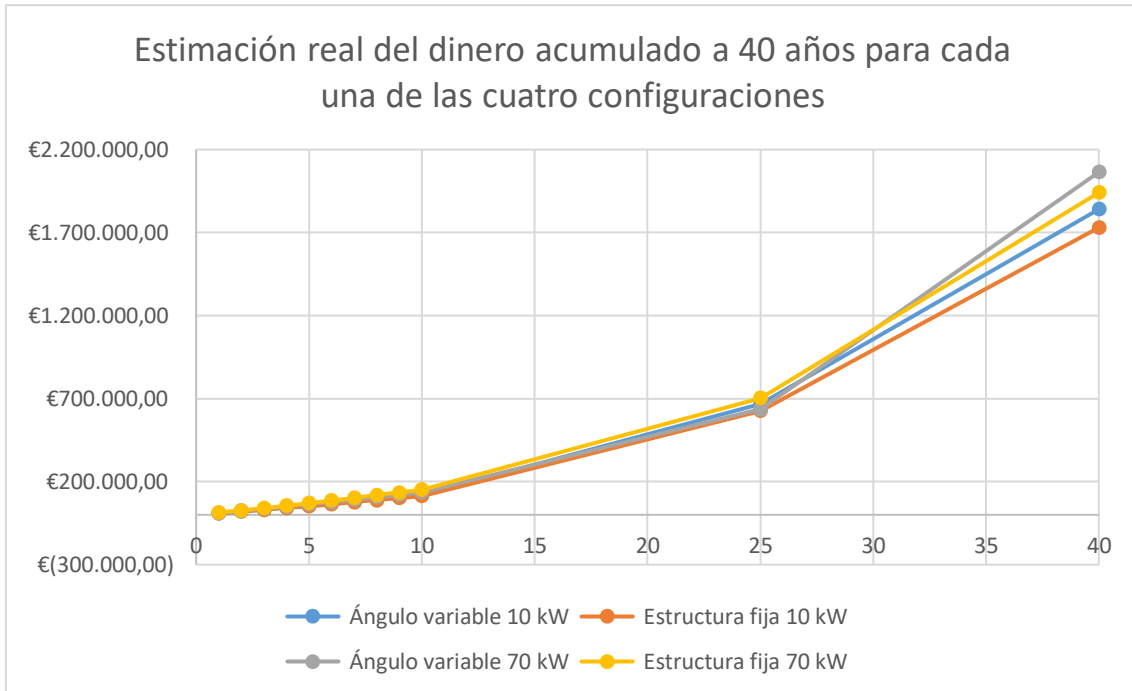
Tipo de inversor	Ventajas:	Inconvenientes:
Central	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Óptimos para sistemas grandes donde la producción es consistente entre formaciones.</li> <li>• Fiabilidad comprobada en instalaciones reales.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Menos óptimos para sistemas con diferentes ángulos y/u orientaciones ya que, por defecto, en formaciones cuya producción está dentro de un rango, bloquean la producción de las formaciones que producen fuera de ese rango.</li> </ul>
String	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La modularidad de los inversores 'string' es mejor para sistemas con diferentes ángulos y/u orientaciones.</li> <li>• Menos formaciones son afectadas por el fallo de un inversor.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Más nuevos y menos probados en instalaciones reales.</li> </ul>

*Tabla 67. Ventajas e inconvenientes de ambos tipos de inversores según la producción de energía*

A continuación, en las ilustraciones 24, 25 y 26, se verán gráficas obtenidas mediante los cálculos realizados en el apartado anterior para así obtener una comparativa más fiable en cuanto a lo que respecta a nuestra instalación. También, de esta forma, se podrá evaluar las distintas opciones de una manera rápida e intuitiva:

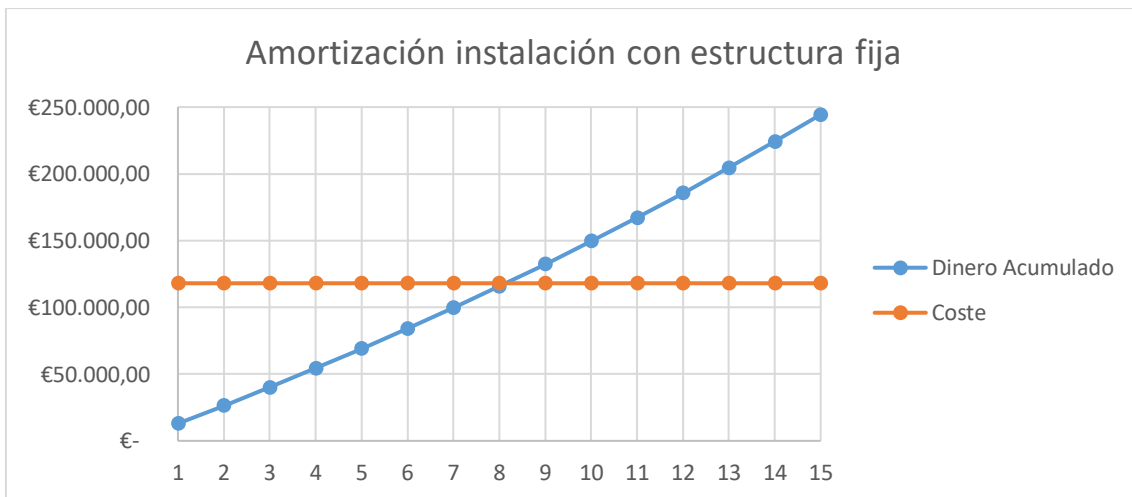


- Evaluación del dinero acumulado en la vida de la instalación (40 años):



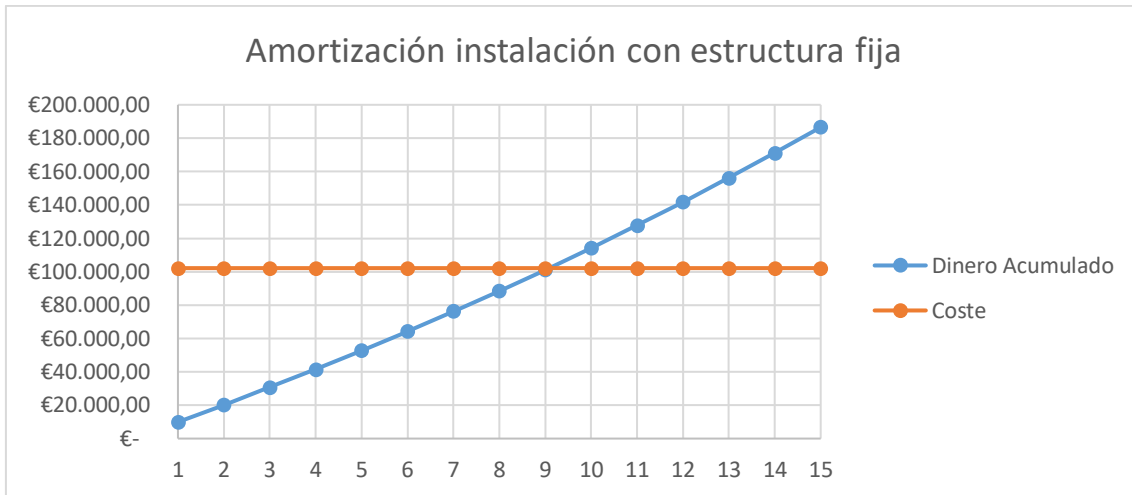
*Ilustración 24. Estimación real de dinero acumulado a 40 años para cada una de las cuatro opciones*

- Amortización utilizando distintos inversores para un mismo caso (estructura de ángulo variable)
  - Caso inversor 70 kW:



*Ilustración 25. Amortización de la instalación utilizando un único inversor de 70 kW con estructura fija*

- Caso inversor 10 kW:



*Ilustración 26. Amortización de la instalación utilizando ocho inversores de 10 kW con estructura fija*

### 9.5.2. Decisión sobre la elección del inversor:

En primer lugar, se ha de tener en cuenta que todos los valores obtenidos y mostrados son valores teóricos. Ahora, como muestra la ilustración 27, la opción que más producción consigue y, por tanto, la que mayor dinero acumula al final de la vida útil de la instalación es la instalación montada con el inversor de 70 kW. Por otro lado, las ilustraciones 28 y 29 muestran las amortizaciones para cada una de las opciones según el inversor utilizado. Siendo amortizada la instalación con el inversor de 70 kW en alrededor de 8 años y la de los inversores de 10 kW en alrededor a 9 años.

En cuanto a la elección, a primera vista se podría elegir la alternativa que antes se amortice, ya que podría interesar recuperar lo más rápido posible la inversión realizada. Pero, es más importante la diferencia de dinero acumulado de una opción respecto a otra en el total de la vida útil de la instalación.

La ilustración 27 muestra exactamente esto, el dinero acumulado en el total de su vida útil para cada una de las cuatro opciones de configuración de la instalación. Aquí, las opciones de 70 kW y 10 kW con estructura de inclinación variable ambas obtienen unos resultados de alrededor de los 250.000 € y 190.000 € respectivamente.

A primera vista, se podría elegir la opción de utilizar un único inversor de 70 kW por ser la más viable. Es aquí donde se han de tener en cuenta las ventajas e inconvenientes de cada tipo de inversor: inversores tipo central y el tipo 'string'.

Un inversor tipo 'central' está formado por inversores de potencias inferiores para que la suma de estos sea la nominal del inversor en sí. La formación de un inversor central por muchos inversores más pequeños permite mantener inactivos la mayor parte de los inversores que lo conforman durante un día nublado, lluvioso o de poca radiación solar con el objetivo de aumentar la vida útil del inversor. Y, como bien se dice en la tabla anterior, la instalación de un mismo inversor central de 70 kW podría incluso restringir la producción de otros módulos que estuvieran trabajando en un rango distinto a éste.

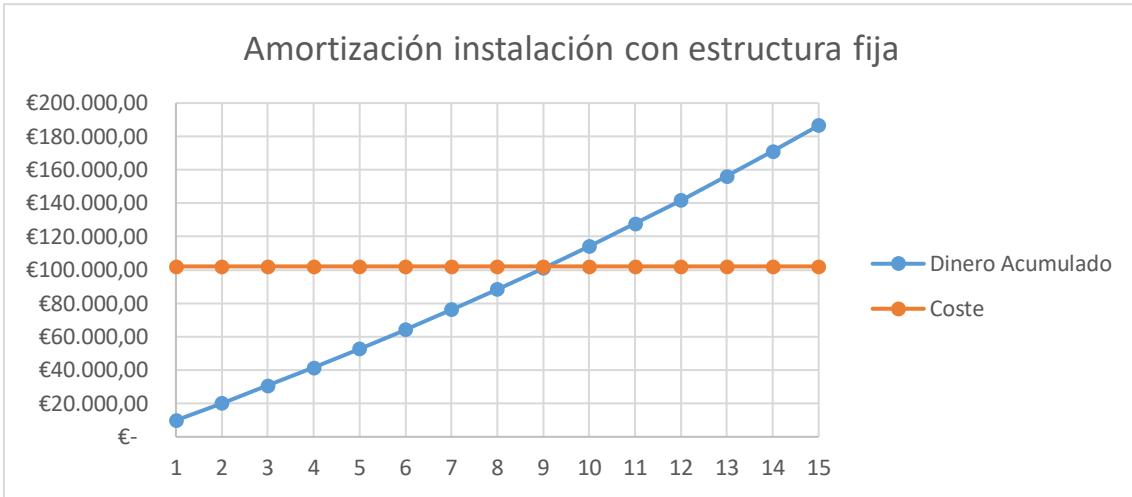
Por otro lado, el tipo 'string', tiene un menor coste de mantenimiento, presenta una mayor modularidad, y lo más importante: la modularidad de los inversores 'string' es mejor para sistemas con diferentes ángulos y/u orientaciones (caso de estructura de ángulo fijo) y en caso de fallo de un inversor, se ven afectados menos partes de la instalación.

Con todo esto, si se tienen en cuenta que los cálculos hallados sobre la producción son teóricos, los cálculos realizados con el inversor central de 70 kW son menos reales que los resultados obtenidos con el caso de los ocho inversores de 10 kW. Y, además, la diferencia de dinero acumulado a lo largo de toda la vida útil de la instalación es tan solo de 20.000 €.

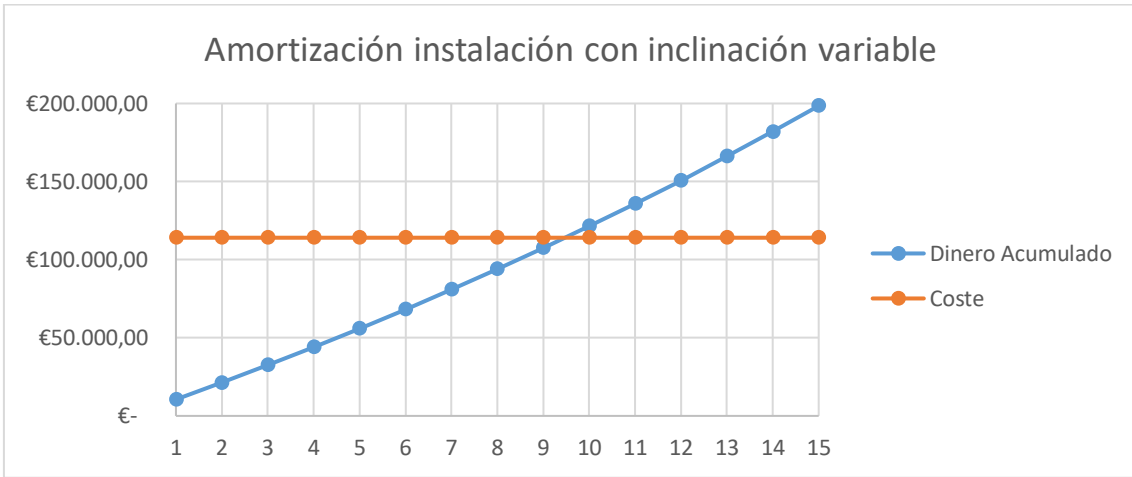
En conclusión, para una instalación de estas propiedades, con opción a instalar estructuras de inclinación variable y con gran modularidad, los cálculos más realistas son los obtenidos para la instalación con los inversores 'string'. Además, con un margen de dinero acumulado tan 'pequeño' en cuarenta años, si además se tiene en cuenta que la producción hallada para el inversor central no es del todo cierta por las pérdidas y los inconvenientes mencionados previamente que presenta este tipo de inversores, la opción más viable cuyos cálculos teóricos se asemejan más a los que se obtendrían en una instalación real de este tipo sería la selección de ocho inversores tipo 'string' de 10 kW.

### 9.5.3. Razonamiento sobre el empleo de estructura de inclinación variable

Ahora que se conoce con qué inversor se va a realizar la configuración de la instalación, falta determinar la rentabilidad del uso de estructuras de inclinación variable para su empleo en la instalación. Se sabe que el uso de estructuras de inclinación variable supondrá un aumento en el coste de mantenimiento, en el coste de la instalación, y por ello, alargará el tiempo de amortización de la misma. Por otro lado, al incorporar estructuras de inclinación variable, se aumentará significativamente la producción, y por ello, el dinero ingresado. Para tomar una decisión sólida, serán necesarios los resultados obtenidos anteriormente y gráficas comparativas en las ilustraciones 27, 28, 29 y 30 y en las tablas 68 y 69 para el caso de la instalación usando ocho inversores de 10 kW montados sobre estructura fija y estructuras de inclinación variable.



*Ilustración 27. Amortización de la instalación usando ocho inversores de 10 kW y estructura fija.*



*Ilustración 28. Amortización de la instalación usando ocho inversores de 10 kW y estructura de inclinación variable.*

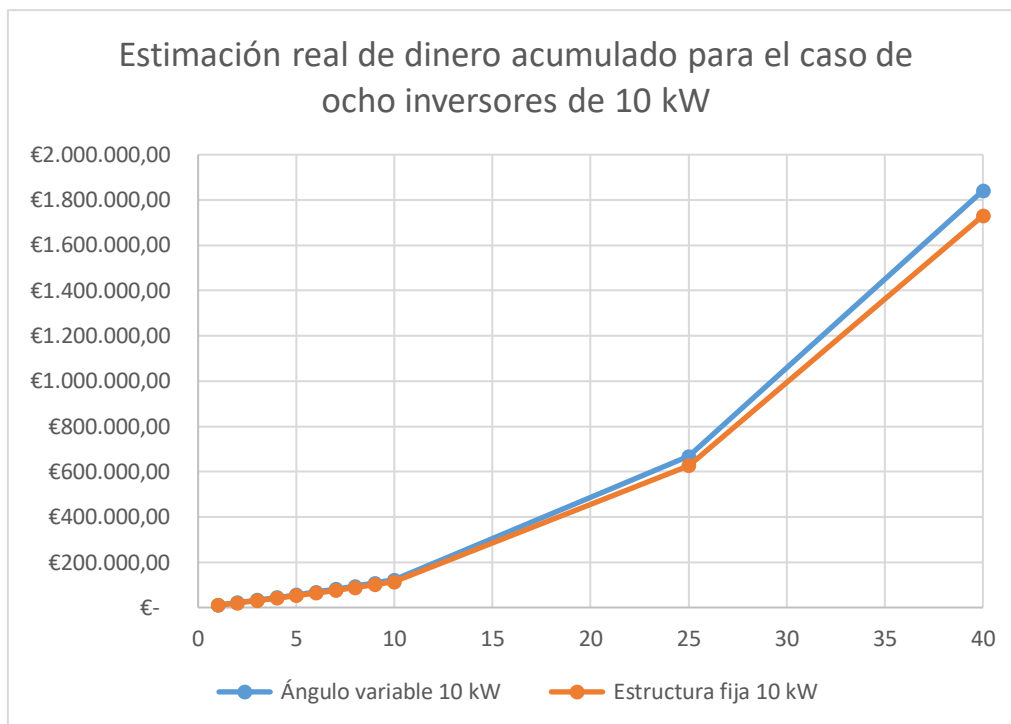


Ilustración 29. Cálculo económico de la instalación a 40 años con estructura fija y estructura de ángulo variable.

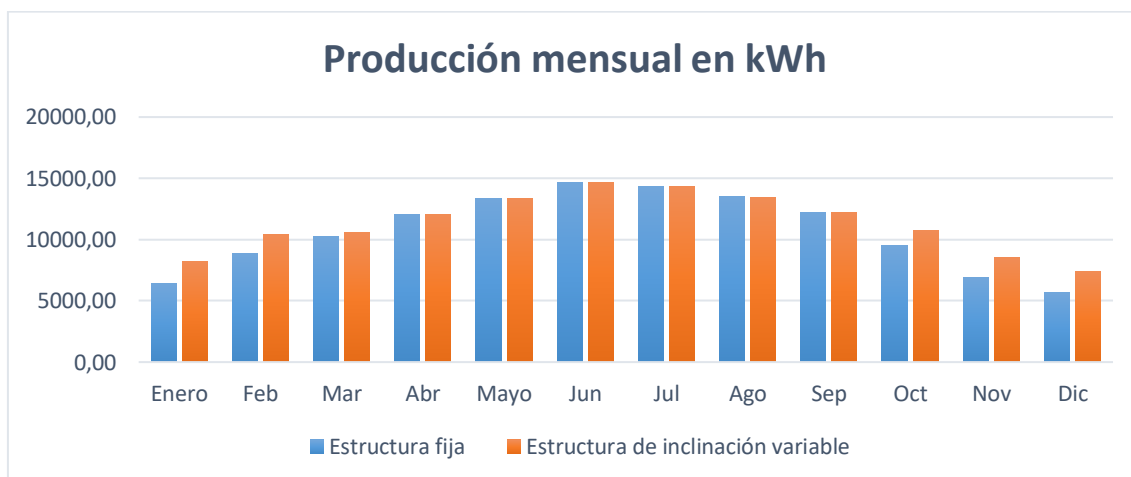


Ilustración 30. Producción mensual en kWh de la instalación con estructura fija y con estructura de inclinación variable.

Mes	Radiación sistema fijo	Radiación seguimiento en dos ejes	% incremento
Enero	92,90	119,03	28%
Febrero	128,57	150,00	17%
Marzo	147,74	152,90	3%
Abril	174,67	174,67	0%
Mayo	193,23	193,23	0%
Junio	211,67	211,67	0%

Julio	206,77	206,77	0%
Agosto	194,84	193,87	0%
Septiembre	176,67	176,67	0%
Octubre	138,06	155,48	13%
Noviembre	99,67	123,00	23%
Diciembre	81,94	107,10	31%

Tabla 68. Incremento de la radiación captada mensualmente mediante el uso de estructura de inclinación variable.

Dinero acumulado		
	25 años	40 años
Estructura de inclinación variable	748.330,24 €	2.064.398,78 €
Estructura fija	703.505,89 €	1.940.743,03 €

Tabla 69. Dinero acumulado en 25 y 40 años con y sin el uso estructuras de inclinación variable.

Como se ve en las ilustraciones 30 y 31, el coste de la instalación empleando estructura de inclinación variable de estructura fija, siendo el coste con estructura de inclinación variable de en torno a los 114.072,16 € y sin ella de 102.138,48 €. Además del incremento del coste, la estructura de inclinación variable proporciona un aumento de la radiación captada, y por ello, un aumento significativo de la producción respecto a la misma instalación montada sobre estructura fija.

Este aumento de la producción se muestra claramente en la ilustración 29, donde a 40 años la instalación estructura de inclinación variable llega a ingresar cerca de 2.100.000 € mientras que con la opción con estructura fija ingresa alrededor de 1.900.000 € en el mismo intervalo de tiempo.

Además, en la ilustración 31 y la tabla 68, se ve claramente un aumento significativo en la radiación captada que afecta positivamente en un aumento de la producción de hasta un 31 % en algunos meses para la misma configuración de la central.

Finalmente, en la tabla 69 se muestra el dinero acumulado a 25 años y en la vida útil de la instalación (40 años) sobre estructura fija y sobre montura de inclinación variable.

En conclusión, pese al incremento de la producción de la instalación, el uso de estructuras fijas da un resultado muy favorable ya que, aun rindiendo a un nivel inferior comparando con la opción que nos quedaría si se empleara una estructura de inclinación variable, llegando a producir hasta un 31 % más de energía en alguno de los meses de invierno. Esto da un resultado al final de su vida útil, cuando la instalación está completamente amortizada, de 200.000 € más empleando estructura de inclinación variable respecto a estructura fija. Además, el uso de estructuras de inclinación variable permite a los inversores trabajar durante más horas en las zonas de mayor rendimiento, resultando en un rendimiento superior al rendimiento europeo definido para sistemas fijos. También, las pérdidas por reflectancia angular son muy inferiores ya que los rayos solares inciden de forma perpendicular a célula fotovoltaica durante más meses del año. Por último, el

uso de estructuras de inclinación variable obliga al personal de mantenimiento a cambiar el ángulo de inclinación de las mismas y aumentan el coste de mantenimiento de la instalación.

En resumen, para el diseño final de la instalación se emplearán ocho inversores de 10 kW tipo 'string' por resultar más modulares y mejores en caso de averías locales. En cuanto al empleo de estructuras de inclinación variable, se ha demostrado teóricamente un importante aumento en la producción, por otro lado, aumentan el coste de la instalación al necesitar de un mayor mantenimiento. Finalmente, dado la poca diferencia de 200.000 € al cabo de su vida útil y el aumento en el coste de mantenimiento, se optará por la alternativa de estructuras fijas.

#### 9.5.4. Sumario de la configuración de la central para la alternativa adoptada

Para el diseño final, se empleará lo mencionado en la Alternativa 2.2, esto es, ocho inversores Ingeteam Ingecon Sun 3 Play 10TL trifásico de tipo 'string' de 10 kW de potencia de salida, con una potencia en la parte de continua de 12 kW.

Se empleará el módulo solar Panasonic VBHN240SJ25 de 240 W de potencia pico. Se colocarán 36 módulos por inversor, con una configuración de 18 placas en serie y 2 líneas en paralelo. Consiguiendo así 8.640 W de potencia en placas por inversor, lo que da una intensidad máxima de entrada a cada inversor de 11,02 Amperios, inferior al valor nominal de 20 Amperios que especifica el fabricante. También, con dicha configuración de placas en serie, se conseguirá una tensión pico de trabajo del orden de 784,8 Voltios, inferior al valor nominal de 820 Voltios que marca el fabricante en la hoja de especificaciones técnicas.

En total, con esta configuración, se tendrá una potencia nominal en la totalidad del campo fotovoltaico de 69.120 W, lo que da un sobredimensionamiento real del campo fotovoltaico del -13,6 %, y una intensidad total de 88,16 Amperios.

Todo esto será dispuesto en estructuras fijas colocadas sobre la cubierta de la instalación.

#### Tabla resumen viabilidad

En las siguientes tablas 70, 71 y 72, tenemos los datos de entrada de la instalación, al igual que su precio y la producción anual de la misma.

	Provincia	Valencia
Datos de entrada	Potencia instalada	69.120 W
	Ángulo de inclinación	12° (Fijo)

Tabla 70. Datos de entrada de la instalación

<b>Precio de la instalación</b>	Precio	1,48 €/Wp
	Inversión	102.138,48 €
	I.V.A.	17.820,28 €

Tabla 71. Precio del Wp y total de la instalación

<b>Producción</b>	Producción anual	104.133,32 kWh
	Precio kWh	0,84 €/kWh
	Ingresos anuales	10.413,33 €

Tabla 72. Producción e ingresos anuales de la instalación

## 9.6. Cálculo de los conductores, protecciones y toma de tierra

En este apartado se describirán los cálculos de sección para la parte de corriente continua, es decir, la parte de instalaciones que engloba desde el campo generador fotovoltaico hasta la entrada del inversor.

Los paneles se conectarán formando 18 módulos en serie por línea y de 2 líneas en paralelo para cada inversor de 10 kW.

Según el pliego de condiciones del IDAE, la máxima caída de tensión permitida en la parte de continua será del 1,5 % pero se calculará para que no haya caída de tensión permitida, ya que interesa minimizar las pérdidas para sacar la máxima producción posible. Esto conlleva a un aumento de la sección, pero a la larga se amortiza ya que se obtiene una mayor producción.

En todas las secciones que se han calculado a continuación, se escogerá la sección inmediatamente superior según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, ITC-14, mostrado en la tabla 73.

Secciones (mm <sup>2</sup> )		Diámetro exterior de los tubos (mm)
FASE	NEUTRO	
10 (Cu)	10	75
16 (Cu)	10	75
16 (Al)	16	75
25	16	110
35	16	110



50	25	125
70	35	140
95	50	140
120	70	160
150	70	160
185	95	180
240	120	200

Tabla 73. Sección de los cables fase y neutro y diámetro exterior de los tubos según el REBT ITC-14

### 9.6.1. Pérdidas y rendimiento energético

El rendimiento energético de la instalación o ‘performance ratio’ se define como el porcentaje de distorsión de energía anual producida entre el diseño técnico de la instalación y la producción real en condiciones reales de trabajo. Los principales motivos que pueden afectar al rendimiento de la instalación son:

- **Dispersión de parámetros entre módulos:**  
La potencia de todos los módulos fotovoltaicos no es exactamente idéntica y, aunque dos módulos tengan la misma potencia, puede ser que sus tensiones e intensidades sean diferentes.  
Esto trae consigo que al ponerlos en serie se produzca una pérdida de potencia si se utiliza dentro de la misma serie de paneles con distintas características eléctricas. Para minimizar este efecto, los módulos están clasificados en intensidad de manera que se puede, en la instalación, escoger los paneles adecuados para armar las distintas líneas.  
Como los módulos garantizan una potencia real en un rango igual a  $\pm 3\%$  de la nominal, las posibles pérdidas por dispersión de potencia podemos estimarlas en un 1 %.
- **Efecto de la temperatura:**  
Por cada grado que aumenta sobre las células del panel fotovoltaico por encima de los 25°C, este presenta unas pérdidas de potencia que serán del orden de 0,4 %. Como en un día de producción, los módulos pueden alcanzar fácilmente una temperatura en torno a los 40°C, situaremos las pérdidas de este tipo en un 6 %.
- **Pérdidas por suciedad sobre los módulos:**  
Con un mantenimiento adecuado de la instalación, las pérdidas por suciedad en los módulos no tienen por qué superar el 5 % salvo condiciones extremas.
- **Pérdidas por inclinación, azimut y sombras:**  
En base a los estudios de la instalación, se ha conseguido que estas pérdidas sean 0 %.
- **Pérdidas debidas al nivel de irradiancia:**

En los días no soleados, se producirán pérdidas ya que el módulo no trabajará en su máxima plenitud. Estas pérdidas se considerarán del 4 %.

- Pérdidas por degradación fotónica:  
Estas pérdidas se deben a un proceso natural de degradación de todas las células de silicio cristalino y se produce al exponer al sol por primera vez el panel fotovoltaico. Son aproximadamente del orden del 1 %.
- Rendimiento del inversor:  
Es evidente que un inversor tiene siempre unas pérdidas en su funcionamiento que podemos dividir en dos tipos:
  1. Pérdidas de autoconsumo, pérdidas en el transformador de salida, dispositivos de control, regulación, medidores e indicadores. Y, en los dispositivos de seguridad, dichas pérdidas, al estar conectados los inversores a la corriente de servicio, serán nulas.
  2. Pérdidas linealmente dependientes de la potencia de operación, se considerarán un 1,5 %.
- Pérdidas de cableado  
Son las pérdidas debidas a las caídas de tensión y calentamiento de los conductores.  
En este aspecto tampoco se tendrán pérdidas ya que el cableado de la instalación se ha dimensionado para que haya un 0 % de pérdidas.

En resumen, se considerarán unas pérdidas totales en la instalación del 18,5 %, por lo que el rendimiento real energético de la instalación será de un 81,5 % respecto al teórico calculado.

## 9.6.2. Cableado

El tipo de conductor a utilizar es de cobre, unipolar y preparado para intemperie ya que será instalado en exteriores. El nivel de aislamiento depende de las tensiones que soportará, así como del tipo de montaje, se usará, por tanto, un cable de tensión asignada de 0,6/1 kV.

Con motivo de evitar sobrecalentamientos en los cables y para reducir la sección de los mismos se dividirá la instalación en dos para reducir la sección del cableado y las posibilidades de sobretensiones. También, haciendo esto se obtienen dos líneas independientes que van directamente al transformador por la misma zanja, pero con esto se evitará una pérdida de producción general si alguna línea falla.

Se deberá tener en cuenta el dimensionamiento de la instalación para el correcto cálculo de la sección según la distancia recorrida entre tramos. Las distancias entre las diferentes partes de la instalación para el cableado serán las siguientes:

- Distancia para cableado de continua:
  - Distancia entre módulos: Dado que cada rama de la instalación fotovoltaica se compone de 18 módulos, se tomará la distancia entre cada uno de ellos de 1 metro. Por ello obtendremos una distancia total entre módulos de 18 metros.

- Distancia entre módulos y protecciones de continua: La distancia entre los módulos y las protecciones de continua será, en su máxima distancia, de 4. Esta distancia irá desde cada una de las estructuras hasta el cuarto de inversores. La distancia entre los módulos y las protecciones de continua será, en su máxima distancia, de 4.
- Distancia entre protecciones de continua e inversores: La distancia entre las protecciones de continua e inversores será, en su máxima distancia, 150 m. Esta distancia irá desde la línea de cada una de las placas hasta el cuarto de inversores.
- Distancia para cableado de alterna:
  - Distancia entre inversores y protecciones de alterna: Esta distancia será mínima ya que ambos se encuentran en el mismo cuarto. Se situará esta distancia en 1 metro.
  - Distancia entre el cuadro de protecciones 1 de alterna y el cuadro de protecciones 2 de alterna: La distancia será mínima ya que ambos se encuentran en el mismo cuarto. Se situará la distancia en 1 metro.
  - Distancia entre cuadro de protecciones 2 de alterna y centro de transformación: El edificio de transformación distará en 50 metros del cuarto de inversores.

La determinación reglamentaria de la sección de un cable consiste en calcular la sección mínima normalizada que satisface simultáneamente las dos condiciones siguientes:

- Criterio térmico o de la máxima intensidad admisible:

La temperatura del conductor del cable en régimen permanente no deberá ser en ningún momento mayor que la máxima admisible de los materiales que se usan como aislamiento del cable.

La temperatura máxima del conductor varía en función del tipo de aislamiento que haya, siendo esta de 90°C para polietileno reticulado (XLPE) y de 70°C para etileno propileno (EPR) y PVC.

En este caso se ha elegido el XLPE por su alta temperatura máxima y gran aislamiento.

Por último, se aplicará un factor de seguridad del 25%.

- Criterio de la caída de tensión:

La circulación de corriente a través del cable produce una caída de tensión que provocará una pérdida de potencia.

Esta caída de tensión no podrá ser mayor que 1.5% para los conductores de la parte de CC y de 2% para los de CA.

Normalmente, sin embargo, se dimensiona el conductor con un límite menor para así disminuir al máximo las pérdidas, pérdidas que sobre todo se hacen notar con longitudes largas del conductor.

Por último, hay que recordar que es muy importante minimizar todo lo posible la longitud del cable a utilizar.

## Selección del conductor de la parte de continua

Sección del conductor entre módulos:

- Caída de tensión:

El valor de la resistencia de un conductor viene dado por:

$$R = \rho \frac{L}{S} = \frac{L}{\sigma \cdot S}$$

Siendo:

R = Resistencia en ohmios

$\rho$  = resistividad en  $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$

L = Longitud en m

S = Sección del conductor en  $\text{mm}^2$

$\sigma$  = Conductividad

Por otro lado, la relación entre la resistencia, la caída de tensión y la intensidad es:

$$R = \frac{V_a - V_b}{I}$$

Siendo:

$V_a - V_b$  = Diferencia de potencial entre a y b en V

I = Intensidad en A

$$R = \frac{V_a - V_b}{I} = \frac{L}{\sigma \cdot S} \rightarrow S = \frac{L \cdot I}{\sigma \cdot (V_a - V_b)}$$

Como el conductor utilizado es el cobre y el valor de su resistividad para hilo estirado en frío es de  $0,01786 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$  tenemos que:

$$\rho = \frac{1}{\sigma} = \frac{1}{0,01786} = 56$$

Por lo que finalmente se tiene:

$$S = \frac{2 \cdot I_{cc} \cdot L}{\rho \cdot \Delta V} = \frac{2 \cdot 5,85 \cdot 18}{56 \cdot 0,015 \cdot 784,8} = 0,32 \text{ mm}^2$$

Siendo:

S = Sección del conductor en  $\text{mm}^2$

$I_{cc}$  = Intensidad cortocircuito de la rama

$\rho$  = resistividad en  $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$

L = Longitud en m

$\Delta V$  = Caída de tensión

- Intensidad máxima:

$$I = 5,85 \cdot 1,25 = 7,32 \text{ A}$$

Para la sección de cable entre módulos se escogerá una sección de 1,5 mm<sup>2</sup> por ser la inmediatamente superior a 0,32 mm<sup>2</sup> y que soporta hasta 21 A, intensidad superior a los 7,32 obtenidos.

Sección del conductor desde los módulos hasta el cuadro de protecciones de continua:

- Caída de tensión:

$$S = \frac{2 \cdot I_{cc} \cdot L}{\rho \cdot \Delta V} = \frac{2 \cdot 5,85 \cdot 4}{56 \cdot 0,015 \cdot 784,8} = 0,07 \text{ mm}^2$$

- Intensidad máxima:

$$I = 5,85 \cdot 1,25 = 7,32 \text{ A}$$

Para la sección de cable entre módulos y caja de protecciones de continua se escogerá una sección de 1,5 mm<sup>2</sup> por ser la inmediatamente superior a 0,07 mm<sup>2</sup> y que soporta hasta 21 A, intensidad superior a los 7,32 obtenidos.

Sección del conductor desde los cuadros de protección en continua hasta los inversores:

- Caída de tensión:

La intensidad que se tiene ahora es la suma de las dos ramas que van a cada inversor.

$$S = \frac{2 \cdot I_{cc} \cdot N \cdot L}{\rho \cdot \Delta V} = \frac{2 \cdot 5,85 \cdot 2 \cdot 150}{56 \cdot 0,015 \cdot 784,8} = 5,32 \text{ mm}^2$$

- Intensidad máxima:

$$I = 5,85 \cdot 2 \cdot 1,25 = 14,63 \text{ A}$$

Para la sección de cable entre la caja de protecciones de continua y el cuarto de inversores se escogerá una sección de 6 mm<sup>2</sup> por ser la inmediatamente superior a 5,32 mm<sup>2</sup> y que soporta hasta 52 A, intensidad superior a los 14,63 obtenidos.

Selección del conductor de la parte de alterna

- Intensidad

La intensidad que circula por cada línea o circuito nos viene determinada por la siguiente expresión:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi}$$

Siendo:

I = Intensidad en A

P = Potencia total simultánea considerada

U = Tensión nominal en el punto de conexión (400 V al ser trifásica)

cos φ = factor de potencia (entre 0,8 y 1 en función del inversor)

- Caída de tensión

La caída de tensión entre fase y neutro se calculará por medio de la siguiente expresión:

$$e(\%) = \frac{P \cdot L}{56 \cdot U^2 \cdot S}$$

Siendo:

e (%) = Caída de tensión en %

P = Potencia total simultánea considerada

U = Tensión nominal (400 V por ser trifásica)

L = Longitud de la línea en m

S = Sección en mm<sup>2</sup>

Como se ha dicho la caída de tensión en alterna es como máximo de un 1,5 %.

- Intensidad máxima admisible

La intensidad admisible del cable determinado deberá corregirse teniendo en cuenta cada una de las características de la instalación real, de forma que el incremento de temperatura provocado por la corriente eléctrica no dé lugar a una temperatura en el conductor superior a la admitida por el aislamiento.

Desde el inversor hasta los cuadros de protección 1 de corriente alterna

$$S = \frac{P \cdot L}{56 \cdot U^2 \cdot \Delta V} = \frac{10000 \cdot 1}{56 \cdot 400^2 \cdot 0.015} = 0,074 \text{ mm}^2$$

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.8} = 18,04 \text{ A}$$

$$I_{\max} = 18,04 \cdot 1,25 = 22,55 \text{ A}$$

Para la sección de cable entre inversor y el cuadro de protección 1 de corriente alterna se escogerá una sección de 2,5 mm<sup>2</sup> por ser la inmediatamente superior a 0,074 mm<sup>2</sup> y soportar una intensidad de 30 A superior a los 22,55 A obtenidos.

Desde el inversor hasta los cuadros de protección 1 de corriente alterna a cuadros de protección 2 de corriente alterna

$$S = \frac{P \cdot L}{56 \cdot U^2 \cdot \Delta V} = \frac{10000 \cdot 1}{56 \cdot 400^2 \cdot 0.015} = 0,07 \text{ mm}^2$$

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.8} = 18,04 \text{ A}$$

$$I_{\max} = 18,04 \cdot 1,25 = 22,55 \text{ A}$$

Para la sección de cable entre el cuadro de protección 1 y el cuadro de protección 2 de corriente alterna se escogerá una sección de 2,5 mm<sup>2</sup> por ser la inmediatamente superior a 0,07 mm<sup>2</sup> y que soporta hasta 30 A, intensidad superior a los 22,55 A obtenidos.

Desde cuadros de protección 2 de CA a CT:

$$S = \frac{P \cdot L}{56 \cdot U^2 \cdot \Delta V} = \frac{40000 \cdot 50}{56 \cdot 400^2 \cdot 0.015} = 14,88 \text{ mm}^2$$

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.8} = 72,17 \text{ A}$$

$$I_{\max} = 72,17,39 \cdot 1,25 = 90,21 \text{ A}$$

Para la sección de cable entre el cuadro de protección 2 de corriente alterna y el CT se escogerá una sección de 16 mm<sup>2</sup> por ser la inmediatamente superior a 14,88 mm<sup>2</sup> y que soporta hasta 97 A, intensidad superior a los 90,21 obtenidos.

### 9.6.3. Protecciones

#### Protecciones en corriente continua

Instalación fotovoltaica:

- Cortocircuito: El cortocircuito es un punto de trabajo no peligroso para el generador fotovoltaico, ya que la corriente está limitada a un valor cercano a la máxima de operación nominal del mismo.  
Como medio de protección se incluyen fusibles tipo gG normalizados de 10 A con un poder de corte de 30 kA. Se instalarán en cada polo y actuarán también como protección contra sobrecargas.
- Sobrecargas: Aunque el inversor obliga a trabajar al generador fotovoltaico fuera de su punto de máxima potencia cuando la potencia de entrada es excesiva, el fusible introducido en el sistema en cada polo sirve de protección contra sobrecargas y adicionalmente facilita las tareas de mantenimiento.

#### Protecciones en corriente alterna

Cuarto de inversores

- A la salida de cada inversor irán un interruptor magnetotérmico 3P+N 50 A curva C con poder de corte de 6 kA y un interruptor diferencial 4P de 63 A y 30 mA de sensibilidad ante fugas a tierra.

$$I_n = \frac{P_{\max}}{V_{\text{nom}} \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi} = \frac{10000}{400 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,8} = 18 \text{ A}$$

- Para proteger la línea de Baja Tensión, se instalará un interruptor magnetotérmico general, 4P de 100 A curva D, con poder de corte de 25 kA.

$$I_n = \frac{P_{\max}}{V_{\text{nom}} \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi} = \frac{40000}{400 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,8} = 72 \text{ A}$$

Cuadro en interior del Centro de Transformación

- Se instalará un interruptor automático seccionador 4P de 200 A

$$I_n = \frac{P_{\max}}{V_{\text{nom}} \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi} = \frac{80000}{400 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,8} = 144 \text{ A}$$

#### 9.6.4. Dimensionado de la zanja de Baja Tensión

Se realizará una zanja con unas dimensiones de 0,7 m de alto, 0,4 m de ancho y se tendrá un único tramo de zanja de 50 m que irá desde el cuarto de inversores hasta el centro de transformación.

$$V = l \cdot a \cdot h \rightarrow 50 \cdot 0,4 \cdot 0,7 = 14 \text{ m}^3$$

Siendo:

V = Volumen de tierra a excavar en m<sup>3</sup>

l = Largo de la zanja en m

a = Ancho total de la zanja en m

h = Alto total de la zanja en m

#### 9.6.5. Puesta a tierra

Es la conexión metálica de uno o varios puntos de una instalación a uno o varios electrodos enterrados, con el fin de permitir el paso a tierra de corrientes de fallo o descargas atmosféricas, evitando además que existan tensiones peligrosas entre la instalación y superficies próximas del terreno.

Habrà una puesta a tierra del marco de los módulos y de la estructura mediante cable de cobre desnudo y pica de tierra, siguiendo la normativa vigente en este tipo de instalaciones; es decir, sin alterar las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, además de la puesta a tierra de la carcasa del inversor.

El generador fotovoltaico se conectará en modo flotante (con los dos polos aislados de tierra) de modo que se proporciona niveles de protección adecuados frente a contacto directo e indirecto, siempre y cuando la resistencia de aislamiento de la parte de continua se mantenga por encima de unos niveles de seguridad, es decir, la resistencia entre el generador y tierra anterior a la derivación sea tan alta para limitar la corriente de derivación a 100 mA y siempre que no ocurra un primer defecto de masas o tierra. En este último caso, se genera una situación de riesgo, que se soluciona mediante el aislamiento de clase II de los módulos fotovoltaicos y cables.

Mediante la instalación de puesta a tierra se deberá conseguir que en el conjunto de instalaciones, edificios y superficie próxima del terreno no aparezcan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso de tierra de las corrientes de defecto o las de descarga de origen atmosférico.

##### Toma de tierra

Los electrodos de puesta a tierra serán los encargados de introducir en el terreno las corrientes de falta o de origen atmosférico canalizadas a través de la instalación de



protección. Para lograr este objetivo hay que conseguir que la unión electrodo-terreno sea lo mejor posible, porque de ella depende el valor de la resistencia de puesta a tierra.

La red de puesta a tierra diseñada para la instalación consta de dos circuitos:

- El circuito de puesta a tierra a la que se conectarán las masas de la instalación fotovoltaica en CC a través de los conductores de protección de cobre aislado de sección  $1,5 \text{ mm}^2$  que llevan desde cada generador hasta el inversor.
- El circuito de puesta a tierra donde se conecta el inversor para descarga de varistores y puesta a tierra del chasis. Armario de protecciones de CC y armario de protecciones de AC.

En un armario del centro de transformación se situarán los bornes de puesta tierra de cada una de estas redes, los cuales permiten las medidas de resistencia de tierra, así como su desconexión. De estos partirán las líneas de enlace con tierra para su conexión a las diferentes picas de puesta tierra.

Según el REBT-ITC-08 ante una falta o defecto de masa de la instalación, el límite de tensión de contacto al que puede quedar, en este caso los módulos o el cuadro de protecciones de corriente continua es de 50V.

En este caso hay que tener en cuenta que a la salida del cuadro de protecciones se tiene un interruptor diferencial que detecta faltas de intensidad superiores a 30mA. Esto quiere decir, que ante cualquier falta de intensidad superior a 30 mA el interruptor diferencial se abrirá, sin embargo, ante una falta de intensidad inferior, el interruptor diferencial no abrirá el circuito.

Por la Ley de Ohm:

$$V_d = I_a \cdot R_e$$

Siendo:

$V_d$  = Tensión de contacto

$I_a$  = Intensidad de defecto

$R_e$  = Resistencia de tierra

$$50 \text{ V} = 30 \text{ mA} \cdot R_e \rightarrow R_e \leq 1.666,66 \Omega$$

Este es el valor máximo permitido que debe tener la resistencia a tierra de la instalación para que se produzcan tensiones máximas de 50V en esa misma instalación, en función de las intensidades de defecto (las que se fugan a tierra) de la protección que hemos calculado.

Sin embargo, este valor de tierra aun no es suficientemente bajo ya que una resistencia a tierra tiene que ser capaz de disipar posibles defectos (fallas, cortocircuitos, fugas de intensidad por malas conexiones, etc.). La intensidad circulará siempre por el camino que menos resistencia se le ofrezca.

La resistencia de la puesta a tierra viene determinada por la resistividad del terreno, la cual a su vez depende del tipo de terreno en el que nos encontremos. Así y según la tabla 4 de la ITC-BT-18 tenemos la ilustración 31 mostrada a continuación:

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

Ilustración 31. Tabla 4 de la ITC-BT-18 donde muestran los valores aproximados de la resistividad en función del terreno.

Al situarse la parcela en tierras arables, la resistividad será  $\rho = 50 \Omega \cdot m$ .

Cálculo de la resistencia de puesta a tierra de los electrodos

Se va a coger un valor de resistencia a tierra de  $\leq 20 \Omega$  que es un valor de puesta a tierra adecuado por ser un valor típicamente bajo.

Se tiene, como se ha dicho, un conductor horizontal a 0,8 m bajo tierra, con una resistividad según la tabla 17 de  $\rho = 50 \Omega \cdot m$ , que es una resistividad bastante baja, lo que ayudará a disminuir la resistencia.

Así que, según la tabla 5 de la ITC-BT-18 se obtiene la ilustración 32.

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

Ilustración 32. Tabla 5 de la ITC-BT-18 donde se muestran las fórmulas para estimar la resistencia de tierra en función de la resistividad del terreno y las características del electrodo.

$$R = \frac{2 \cdot \rho}{L}$$

Siendo:

R = Resistencia de puesta a tierra

$\rho$  = Resistividad del terreno

L = Longitud del electrodo de puesta a tierra en metros (L = 15 m)

$$L \geq \frac{2 \cdot 50}{20} \geq 5 \text{ m}$$

Tenemos que la longitud del conductor ha de ser mayor que 5 metros para tener una resistencia inferior o igual a  $20 \Omega$ .

Se ha diseñado la puesta a tierra finalmente con un electrodo horizontal de la longitud del perímetro del campo fotovoltaico, esto es aproximadamente, L = 400 m, por lo que la

resistencia baja hasta  $R = 2 \cdot 50 / 400 = 0,25 \Omega$ . No hará, por tanto, falta instalar picas de tierra.

Las conexiones en los conductores de tierra serán realizadas mediante dispositivos, con tornillos de apriete u otros similares, que garanticen una continua y perfecta conexión entre ellos.

La sección de los conductores que constituyen las derivaciones de la línea principal de tierra, será la señalada en la Tabla 2 de la ITC-BT-18 para los conductores de protección descritos en la ilustración 33.

<b>Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm<sup>2</sup>)</b>	<b>Sección mínima de los conductores de protección S<sub>p</sub> (mm<sup>2</sup>)</b>
S ≤ 16	S <sub>p</sub> = S
16 < S ≤ 35	S <sub>p</sub> = 16
S > 35	S <sub>p</sub> = S/2

*Ilustración 33. Tabla 2 de la ITC-BT-18 donde se muestran las relaciones entre las secciones de los conductores de protección y los de fase.*

Siguiendo esta tabla obtenemos los valores de la sección de la derivación de puesta a tierra correspondiente, mostrados en la tabla 74:

Línea de la instalación	Sección (mm <sup>2</sup> )	Sección de la derivación a tierra (mm <sup>2</sup> )
Entre módulos	1,5	1,5
Módulos – Protecciones CC	1,5	1,5
Protecciones CC - Inversor	6	6
Inversor – Protecciones 1 CA	2,5	2,5
Protecciones 1 CA – Protecciones 2 CA	2,5	2,5
Protecciones 2 CA - CT	16	16

*Tabla 74. Sección de la derivación a tierra según la sección del cable original*



## 10. Presupuesto



El precio de la instalación fotovoltaica depende fuertemente y, como es natural, del tamaño de la misma, ya que lo más costoso con diferencia es el equipo solar (paneles solares, soportes e inversores) como se muestra en la ilustración 34.

En los apartados siguientes, se verá tanto una descomposición de los costes por partes de la instalación fotovoltaica como un resumen de los mismos.

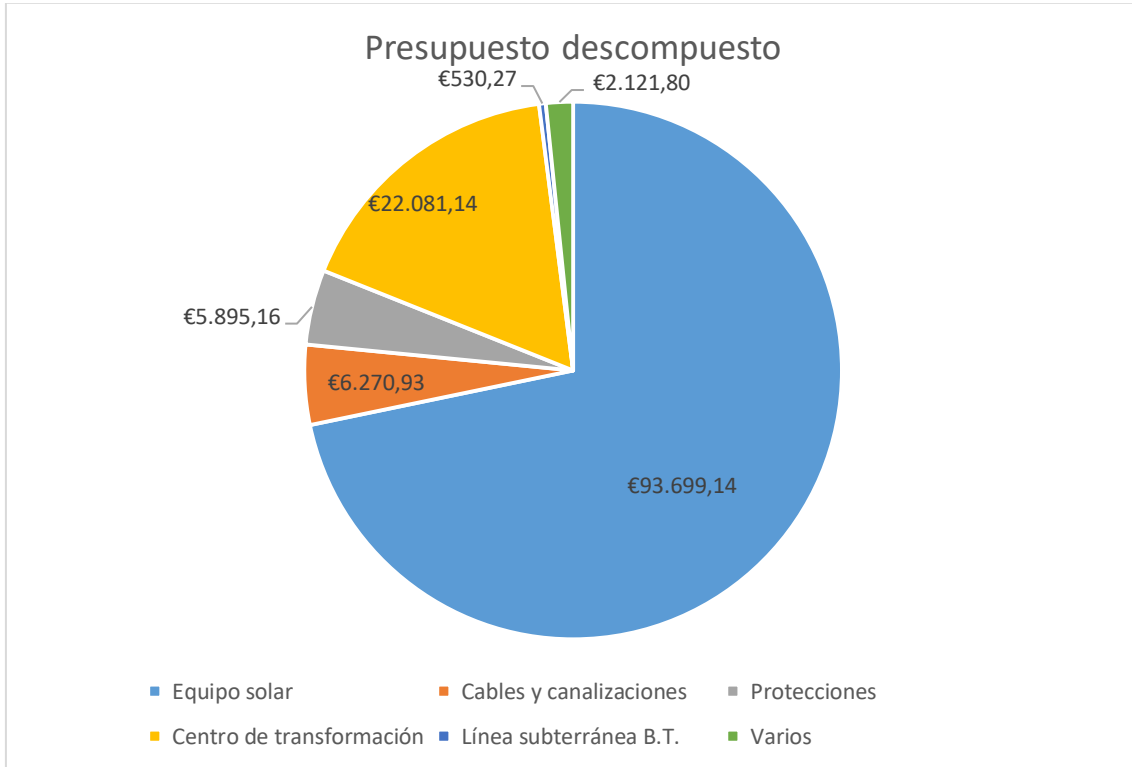


Ilustración 34. Peso económico de cada parte sobre el precio final

## 10.1. Presupuesto descompuesto

En este apartado se verán los costes detallados por partes de la instalación.

### 1. Instalación solar

#### 1.1. Equipo solar

1.1.1. Instalación del módulo fotovoltaico Panasonic VBHN240SJ25, se montarán los 384 módulos.

Ud.	Nombre	Precio ud.	Precio total
80,00 h	5 peones de obra	12,00 €	4.800,00 €
20,00 h	Oficial 1ª Electricista	18,00 €	360,00 €
20,00 h	Oficial 2ª Electricista	16,50 €	330,00 €
288,00 ud.	Panasonic VBHN240SJ25	248,84 €	71.665,92 €
3%	Costes indirectos	77.155,92 €	2.314,68 €
		<b>Precio total</b>	<b>79.740,6 €</b>

1.1.2. Inversor trifásico Ingeteam Ingecon Sun 3 Play 10TL. Se montarán los ocho inversores.

Ud.	Nombre	Precio ud.	Precio total
20,00 h	Oficial 1ª Electricista	18,00 €	360,00 €
8,00 ud.	Ingecon Sun 3 Play 10TL	1.649,07 €	13.192,56 €
3%	Costes indirectos	13.552,56 €	406,58 €
<u>Precio total</u>			13.959,14 €

## 1.2. Cables y canalizaciones

1.2.1. Circuito monofásico con cable de 1,5 mm<sup>2</sup> tipo RZ1-K (AS) 0,6/1 kV de General Cable instalado al aire. Se montará el cableado entre los módulos solares. Serán necesarios 288 metros de cable, un metro por cada módulo instalado.

Ud.	Nombre	Precio ud.	Precio total
20,00 h	Oficial 1ª Electricista	18,00 €	360,00 €
20,00 h	Oficial 2ª Electricista	16,50 €	330,00 €
288,00 ud.	2x1,5 mm <sup>2</sup> RZ1-K (AS) 0,6/1 kV	2,26 €	650,88 €
3%	Costes indirectos	1.340,88 €	40,22 €
<u>Precio total</u>			1.381,1 €

1.2.2. Circuito monofásico con cable de 25 mm<sup>2</sup> tipo RZ1-K (AS) 0,6/1 kV de General Cable instalado al aire sobre canalización de rejilla metálica. Se montará el cableado entre las protecciones de continua y el cuarto de inversores. Se necesitarán 500 metros de cable de fase, 250 por grupo de módulos por ser la distancia desde el panel más lejano hasta el cuarto de inversores.

Ud.	Nombre	Precio ud.	Precio total
30,00 h	Oficial 1ª Electricista	18,00 €	540,00 €
30,00 h	Oficial 2ª Electricista	16,50 €	490,50 €
500,00 m	2x25 mm <sup>2</sup> RZ1-K (AS) 0,6/1 kV	9,86 €	509,86 €
500,00 m	Rejilla metal	0,70 €	350,00 €
3%	Costes indirectos	1.890,36 €	56,71 €
<u>Precio total</u>			1.947,07 €

1.2.3. Circuito trifásico con cable de 10 mm<sup>2</sup> con neutro de 10 mm<sup>2</sup> tipo RZ1-K (AS) 0,6/1 kV de General Cable instalado al aire. Se montará el cableado entre los inversores y el primer cuadro de protecciones de alterna. Se necesitarán 8 metros de cable trifásico, 1 metro por inversor y otros 8 metros de cable de neutro.

Ud.	Nombre	Precio ud.	Precio total
6,00 h	Oficial 1ª Electricista	18,00 €	108,00 €
6,00 h	Oficial 2ª Electricista	16,50 €	99,00 €
8,00 m	3x10 mm <sup>2</sup> RZ1-K (AS) 0,6/1 kV	7,07 €	56,56 €
8,00 m	1x10 mm <sup>2</sup> RZ1-K (AS) 0,6/1 kV	2,37 €	18,96 €
3%	Costes indirectos	282,52 €	8,48 €
<u>Precio total</u>			291,00 €



1.2.4. Circuito trifásico con cable de 10 mm<sup>2</sup> con neutro de 10 mm<sup>2</sup> tipo RZ1-K (AS) 0,6/1 kV de General Cable instalado al aire. Se montará el cableado entre el primer cuadro de protecciones de alterna y el segundo. Se necesitarán 8 metros de cable trifásico, 1 metro por inversor y otros 8 metros de cable de neutro.

Ud.	Nombre	Precio ud.	Precio total
6,00 h	Oficial 1ª Electricista	18,00 €	108,00 €
6,00 h	Oficial 2ª Electricista	16,50 €	99,00 €
8,00 m	3x10 mm <sup>2</sup> RZ1-K (AS) 0,6/1 kV	7,07 €	56,56 €
8,00 m	1x10 mm <sup>2</sup> RZ1-K (AS) 0,6/1 kV	2,37 €	18,96 €
3%	Costes indirectos	282,52 €	8,48 €
		<hr/>	
		Precio total	291,00 €

1.2.5. Circuito trifásico con cable de 25 mm<sup>2</sup> con neutro de 16 mm<sup>2</sup> tipo RZ1-K (AS) 0,6/1 kV de General Cable cubierto por canalización de PVC de 110 mm<sup>2</sup> e instalado en zanja de 14 m<sup>3</sup>. Se montará el cableado entre el segundo cuadro de protecciones de alterna y el centro de transformación en dos líneas separadas: Una por cada dos inversores. Se necesitarán 100 metros de cable, 50 por línea.

Ud.	Nombre	Precio ud.	Precio total
2,00 h	Oficial 1ª Electricista	18,00 €	36,00 €
2,00 h	Oficial 2ª Electricista	16,50 €	33,00 €
50,00 m	Tubo PVC 110 mm <sup>2</sup>	4,62 €	231,00 €
100,00 m	3x25 mm <sup>2</sup> RZ1-K (AS) 0,6/1 kV	16,52 €	1.652,10 €
100,00 m	1x16 mm <sup>2</sup> RZ1-K (AS) 0,6/1 kV	3,50 €	350,10 €
3%	Costes indirectos	1.952,10 €	58,56 €
		<hr/>	
		Precio total	2.360,76 €

### 1.3. Protecciones

1.3.1. Protecciones en CC. Se montarán todas las protecciones de la parte de continua citadas en la memoria Serán necesarios 16 fusibles, uno por rama de módulos. Por último, dentro de las protecciones en CC encontramos las tomas de tierra de los módulos fotovoltaicos, siendo la misma de 1,5 mm<sup>2</sup> de sección.

Ud.	Nombre	Precio ud.	Precio total
1,00 h	Oficial 1ª Electricista	18,00 €	18,00 €
1,00 h	Oficial 2ª Electricista	16,50 €	16,50 €
16,00 ud.	Fusible tipo gG 10 A	11,37 €	181,92 €
20,00 m	1x1,5 mm <sup>2</sup> RZ1-K (AS) 0,6/1 kV	2,26 €	45,20 €
3%	Costes indirectos	216,42 €	6,49 €
		<hr/>	
		Precio total	268,11 €

1.3.2. Protecciones en AC. Se montarán todas las protecciones de la parte de alterna citadas en la memoria. Serán necesarios: 8 magnetotérmicos de 50 A, uno por inversor; 8 interruptores diferenciales de 63 A, uno por inversor; 2 magnetotérmicos de 100 A, uno por línea hasta el transformador; y finalmente un único interruptor automático seccionador de 200 A, uno por transformador. Por último, dentro de las protecciones en AC, se encuentran las tomas de tierra del inversor y de la línea de BT. Los cables de dichas líneas son, respectivamente, 10 y 16 mm<sup>2</sup>.

Ud.	Nombre	Precio ud.	Precio total
20,00 h	Oficial 1ª Electricista	18,00 €	360,00 €
20,00 h	Oficial 2ª Electricista	16,50 €	330,00 €
8,00 ud.	Magnetotérmico 50 A	88,64 €	709,12 €
8,00 ud.	Diferencial 63 A	331,00 €	2.648 €
2,00 ud.	Magnetotérmico 100 A	499,98 €	999,96 €
1,00 ud.	Automático seccionador 200 A	266,46 €	266,46 €
8,00 ud.	Fusible tipo gG 10 A	11,37 €	90,96 €
10,00 m	1x10 mm <sup>2</sup> RZ1-K (AS) 0,6/1 kV	2,37 €	23,65 €
10,00 m	1x16 mm <sup>2</sup> RZ1-K (AS) 0,6/1 kV	3,50 €	35,01 €
3%	Costes indirectos	5.463,16€	163,89 €
		<hr/>	
		Precio total	5.627,05 €

## 2. Centro de Transformación

### 2.1. Transformador

2.1.1. Transformador Schneider Electric Resiglas, 36 kV. Se instalará el transformador de Media Tensión

Ud.	Nombre	Precio ud.	Precio total
4,00 h	Oficial 1ª Electricista	18,00 €	72,00 €
4,00 h	Oficial 2ª Electricista	16,50 €	66,00 €
1,00 ud.	Transformador 36 kV	18.000,00 €	18.000,00 €
3%	Costes indirectos	18.138,00 €	544,14 €
		<u>Precio total</u>	<u>18.682,14 €</u>

### 2.2. Equipo de BT

2.2.1. Equipo de medida de energía: Equipo de medida

Ud.	Nombre	Precio ud.	Precio total
1,00 ud.	Equipo de medida	2.000,00 €	2.000,00 €
3%	Costes indirectos	2.000,00 €	60,00 €
		<u>Precio total</u>	<u>2.060,00 €</u>

### 2.3. Red de tierras

2.3.1. Tierras exteriores para la protección del transformador

Ud.	Nombre	Precio ud.	Precio total
1,00 ud.	Tierras exteriores	1.000,00 €	1.000,00 €
3%	Costes indirectos	1.000,00 €	30,00 €
		<u>Precio total</u>	<u>1.030,00 €</u>

### 2.4. Varios

2.4.1. Tierras exteriores para la protección del transformador

Ud.	Nombre	Precio ud.	Precio total
1,00 ud.	Protección física del transformador	300,00 €	300,00 €
3%	Costes indirectos	300,00 €	9,00 €
		<u>Precio total</u>	<u>309,00 €</u>

### 3. Línea subterránea B.T

3.1. Excavación y relleno de la zanja de BT hasta el CT. Las dimensiones de la zanja serán 0,4x0,7 m, realizada en terreno cultivable. Tendrá 50 m de largo, por lo que el volumen total a excavar será de 14 m<sup>3</sup>.

Ud.	Nombre	Precio ud.	Precio total
8,00 h	3 x Peones de obra	12,00 €	288,00 €
0,50 h	Oficial 1ª Electricista	18,00 €	9,00 €
0,50 h	Oficial 2ª Electricista	16,50 €	8,25 €
14,00 m <sup>3</sup>	Excavación de la zanja a máquina	6,96 €	97,44 €
14,00 m <sup>3</sup>	Rellenado de la zanja con tierra	8,25 €	115,50 €
3%	Costes indirectos	402,69 €	12,08 €
<hr/>			
Precio total			530,27 €

### 4. Varios

4.1. Conjunto de ensayos necesarios para la correcta puesta en marcha de la instalación proyectada, pruebas de ajuste, etc.

Ud.	Nombre	Precio ud.	Precio total
10,00 h	Empleado técnico	80,00 €	800,00 €
3%	Medios auxiliares	800,00 €	24,00 €
3%	Costes indirectos	824,00 €	24,72 €
<hr/>			
Precio total			848,72 €

4.2. Aplicación del estudio básico de seguridad y salud en la instalación

Ud.	Nombre	Precio ud.	Precio total
6,00 h	Empleado técnico	80,00 €	480,00 €
3%	Medios auxiliares	480,00 €	14,40 €
3%	Costes indirectos	494,40 €	14,83 €
<hr/>			
Precio total			509,23 €

4.3. Puesta en marcha de la instalación

Ud.	Nombre	Precio ud.	Precio total
6,00 h	Empleado técnico	80,00 €	480,00 €
3%	Medios auxiliares	480,00 €	14,40 €

3%	Costes indirectos	494,40 €	14,83 €
	Precio total		509,23 €

#### 4.4. Trámites y legalización de la instalación

Ud.	Nombre	Precio ud.	Precio total
3,00 h	Empleado técnico	80,00 €	240,00 €
3%	Medios auxiliares	240,00 €	7,20 €
3%	Costes indirectos	247,20 €	7,42 €
	Precio total		254,62 €

## 10.2.Hoja resumen

1. INSTALACIÓN SOLAR	Importe (€)
1.1. Equipo solar	93.699,14 €
1.2. Cables y canalizaciones	6.270,93 €
1.3. Protecciones	5.895,16 €
<b>Total instalación solar:</b>	<b>105.865,23 €</b>
2. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	Importe (€)
2.1. Transformador	18.682,14 €
2.2. Equipo de BT	2.060,00 €
2.3. Red de tierras	1.030,00 €
2.4. Varios	309,00 €
<b>Total centro de transformación:</b>	<b>22.081,14 €</b>
3. LÍNEA SUBTERRÁNEA BT	Importe (€)
3.1. Excavación y relleno de la zanja de BT	530,27 €
<b>Total línea subterránea BT:</b>	<b>530,27 €</b>
4. VARIOS	Importe (€)
4.1. Ensayos para la puesta en marcha	848,72 €
4.2. Estudio de seguridad y salud	509,23 €
4.3. Puesta en marcha de la instalación	509,23 €
4.4. Trámites y legalización de la instalación	254,62 €
<b>Total varios:</b>	<b>2.121,80 €</b>
<b>Presupuesto de ejecución material</b>	<b>130.598,44 €</b>
13 % de gastos generales	16.977,8 €
5 % de beneficio industrial	6.529,92 €
<b>SUMA</b>	<b>154.106,16 €</b>
21 % IVA	32.362,29 €
<b>Presupuesto de ejecución por contrata</b>	<b>186.468,45 €</b>

Asciende el presupuesto de ejecución por contrata a la expresada cantidad de **CIENTO OCHENTA Y SEIS MIL CUATROCIENTOS SESENTA Y OCHO EUROS CON CUARENTA Y CINCO CÉNTIMOS.**





## 11. Planos



## 12. Bibliografía



Sitios web consultados:

- [www.ite.es](http://www.ite.es) Instituto de Tecnología Eléctrica
- [www.upv.es/gep](http://www.upv.es/gep) Central Solar ETSID-UPV
- [www.atersa.es](http://www.atersa.es) Atersa
- [www.asif.org](http://www.asif.org) Asociación Española de la Industria Fotovoltaica
- [www.aven.es](http://www.aven.es) Agencia Valenciana de la Energía
- [www.cener.es](http://www.cener.es) Centro Nacional de Energías Renovables
- [www.idae.es](http://www.idae.es) Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
- [www.psa.es](http://www.psa.es) Plataforma Solar de Almería
- [www.asensa.org](http://www.asensa.org) Asociación de Empresas de Energía Solar y Alternativas
- [www.ies.upm.es](http://www.ies.upm.es) Instituto de Energía Solar de la UPM
- [www.erasolar.es](http://www.erasolar.es) Era Solar
- [www.appa.es](http://www.appa.es) Asociación de Productores de Energías Renovables
- [www.energuia.com](http://www.energuia.com) Información sobre eventos
- [www.eurosolar.org](http://www.eurosolar.org) EuroSolar (Asociación Europea por las EERR, que agrupa políticos, científicos y empresas)
- [www.censolar.es](http://www.censolar.es) Censolar. Estudios de la Energía Solar
- [www.energetica21.com](http://www.energetica21.com) Revista Energética XXI
- [www.apleson.com](http://www.apleson.com) Consultora de Energías
- [www.otrasenergias.com](http://www.otrasenergias.com) Foro de discusión
- [www.energias-renovables.com](http://www.energias-renovables.com) Energías renovables
- [www.observ-er.org](http://www.observ-er.org) Observatorio internacional de las EERR
- [www.soda-is.com](http://www.soda-is.com) Servicios para profesionales de la energía solar y radiación
- [www.satellight.org/core.htm](http://www.satellight.org/core.htm) Satel light: Base de datos europea sobre radiación solar
- [eosweb.larc.nasa.gov/sse](http://eosweb.larc.nasa.gov/sse) Meteorología terrestre y solar
- [www.sandia.gov/PV](http://www.sandia.gov/PV) Sandia National Laboratories
- [www.iea-pvps.org](http://www.iea-pvps.org) IEA Asociación de la Industria Fotovoltaica
- [www.mercasolar.com](http://www.mercasolar.com) Seguidores solares
- [www.eproamb.com](http://www.eproamb.com) Seguidores solares
- [re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php](http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php) Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica
- [www.schneider-electric.es/es/](http://www.schneider-electric.es/es/) Shneider Electric España
- [new.abb.com/es](http://new.abb.com/es) ABB España
- [www.ree.es/es/](http://www.ree.es/es/) Red Eléctrica de España
- [www.endesa.com/es/](http://www.endesa.com/es/) Endesa
- [www.iberdrola.es](http://www.iberdrola.es) Iberdrola
- [www.solarweb.net/](http://www.solarweb.net/) Foro online sobre energías renovables
- [datosclima.es/](http://datosclima.es/) Base de datos meteorológica
- [www.f2i2.net/legislacionseguridadindustrial/rebt\\_guia.aspx](http://www.f2i2.net/legislacionseguridadindustrial/rebt_guia.aspx) Guía Técnica de aplicación al Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión

#### Libros consultados:

- Energía Solar Fotovoltaica: componentes e instalaciones. Autores: Salvador Seguí Chilet, Francisco José Gimeno Sales, Salvador Orts Grau, José Carlos Alfonso Gil.
- Energía Solar Fotovoltaica. Autores: Javier María Méndez Muñiz, Rafael Cuervo García.
- Energía solar fotovoltaica: Cálculo de una instalación aislada. Autor: Miguel Pareja Aparicio.
- Sistemas de energía fotovoltaica: Manual del instalador. Autores: ASIF (Asociación de la Industria Fotovoltaica).
- Manual de energía eólica. Autor: J.M. Escudero López

#### Distribuidores de material eléctrico consultados:

- [store.technosun.com/](http://store.technosun.com/) Technosun
- [www.teknosolar.com/](http://www.teknosolar.com/)
- [tiendaamelectrico.sonepar.es/jsp-ame/tienda/tienda.jsp](http://tiendaamelectrico.sonepar.es/jsp-ame/tienda/tienda.jsp) Almacén de Material Eléctrico
- [www.abmrexel.es/](http://www.abmrexel.es/) ABM
- [www.atersa.es](http://www.atersa.es) Atersa

#### Software utilizado

- AutoCAD
- Microsoft Word
- Microsoft Excel
- Wolfram Mathematica