



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA  
SUPERIOR INGENIEROS  
INDUSTRIALES VALENCIA

Curso Académico:

Agradecimientos,

A mi familia y amigos por el apoyo incondicional, a Emilio Figueres por orientarme a lo largo de la realización de este TFG, al bloque docente en general por los conocimientos que me han aportado y el sentido del trabajo que me han transmitido. También cabe agradecer al Ilmo. Ayuntamiento de Benicarló la facilitación de los datos necesarios y a los trabajadores del colegio Eduardo Martínez Ródenas por haberme acogido como a uno más durante los últimos meses.

## ÍNDICE

RESUMEN .....	5
RESUM.....	6
ABSTRACT .....	7
1. INTRODUCCIÓN.....	8
1.1- LA TRANSFORMACIÓN ENERGÉTICA.....	9
1.2- TIPOS DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS.....	9
1.3- LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA.....	10
2. MEMORIA DESCRIPTIVA.....	12
2.1- DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO.....	13
2.2- UBICACIÓN Y LOCALIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN .....	13
2.3- DATOS GENERALES DE LA INSTALACIÓN.....	15
2.4- DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS QUE COMPONEN LA INSTALACIÓN.....	16
2.4-1. MÓDULO FOTOVOLTAICO.....	16
2.4-1.1- CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS Y MECÁNICAS. PLANO DEL MÓDULO.....	16
2.4-1.2- CURVA I-V. INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA.....	17
2.4-1.3- CURVA I-V. INFLUENCIA DE LA IRRADIANCIA.....	18
2.4-1.4- CERTIFICACIONES DE LOS MÓDULOS.....	18
2.4-2. INVERSOR .....	19
2.4-2.1- CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS Y MECÁNICAS DEL INVERSOR.....	19
2.4-2.2- NORMATIVA APLICABLE AL INVERSOR.....	20
2.4-2.3- PROTECCIONES DEL INVERSOR .....	21
2.4-3. ESTRUCTURA DE SOPORTE.....	21
2.4-4. CABLEADO Y TUBOS DE PROTECCIÓN .....	22
2.4-5. ARMARIO DE CORRIENTE CONTINUA .....	24
2.4-6. ELEMENTOS DE PROTECCIÓN Y SEGURIDAD DE LA LÍNEA DE CORRIENTE CONTINUA .....	25
2.4-7. ARMARIO GENERAL DE CORRIENTE ALTERNA.....	26
2.4-8. ELEMENTOS DE PROTECCIÓN Y SEGURIDAD DE LA LÍNEA DE CORRIENTE ALTERNA.....	26
2.4-9. CONTADOR.....	27
2.5- NORMATIVA .....	27
3. CÁLCULOS.....	29
3.1- DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	30
3.1-1. DIMENSIONADO DEL GENERADOR .....	31

3.1-1.1-	NÚMERO TOTAL DE PANELES FOTOVOLTAICOS Y DISTRIBUCIÓN DEL CAMPO.	31
3.1-1.2-	AJUSTE DE LA POTENCIA OBTENIDA .....	32
3.1-2.	DIMENSIONADO DEL INVERSOR.....	33
3.1-3.	DISTANCIA ENTRE PANELES.....	33
3.1-4.	ORIENTACIÓN DE LOS PANELES .....	33
3.1-5.	INCLINACIÓN DE LOS PANELES.....	34
3.2-	DISEÑO Y DIMENSIONADO DEL CABLEADO .....	34
3.2-1.	DIMENSIONADO DEL CABLEADO DE CORRIENTE CONTINUA .....	35
3.2-2.	DIMENSIONADO DEL CABLEADO DE CORRIENTE ALTERNA .....	36
3.3-	PROTECCIONES.....	37
3.3-1.	PROTECCIONES EN CORRIENTE CONTINUA .....	37
3.3-1.1-	DIMENSIONAMIENTO DE LOS FUSIBLES .....	37
3.3-1.2-	SELECCIÓN DEL SPD.....	38
3.3-2.	PROTECCIONES EN CORRIENTE ALTERNA .....	38
3.4-	NORMATIVA .....	39
4.	ESTUDIO ENERGÉTICO Y ECONÓMICO.....	40
4.1-	OBTENCIÓN DE LA ENERGÍA GENERADA .....	41
4.2-	BALANCE ECONÓMICO.....	44
4.3-	LEGISLACIÓN ESPAÑOLA .....	47
4.3-1.	NUEVO MARCO LEGISLATIVO.....	49
4.4-	CÁLCULO DEL GASTO ELÉCTRICO .....	49
4.5-	CÁLCULO DEL RETORNO DE LA INVERSIÓN.....	52
4.6-	BALANCE ENERGÉTICO .....	56
4.7-	BALANCE DE EMISIONES .....	57
5.	PLIEGO DE CONDICIONES.....	59
5.1-	ESTRUCTURAS .....	60
5.2-	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS .....	60
5.3-	INVERSORES .....	60
5.4-	CABLEADO Y TUBOS DE PROTECCIÓN.....	61
5.5-	GARANTÍA DE LOS EQUIPOS.....	62
5.5-1.	CONDICIONES GENERALES PARA LA GARANTÍA .....	62
5.5-2	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS .....	62
5.5-3	INVERSOR .....	62

5.5-4	RESTO DE EQUIPOS DE LA INSTALACIÓN .....	62
5.5-5	GARANTÍA DE DIMENSIONADO.....	63
5.6	CONEXIONADO A RED DE LA INSTALACIÓN .....	63
5.7	ARMÓNICOS Y COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA .....	63
6	BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS.....	64
7.	PLANOS.....	65

## RESUMEN

El siguiente trabajo fin de grado, en adelante TFG, desarrolla el diseño de una instalación solar fotovoltaica ubicada en el colegio público Eduardo Martínez Ródenas en la localidad castellonense de Benicarló. Dicha instalación generará energía eléctrica suficiente para cubrir un porcentaje considerable de la demanda eléctrica suponiendo una mejora de cara al desarrollo sostenible del municipio y obteniendo además cierto ahorro en la factura eléctrica.

No se podrá realizar un diseño realista sin tener en cuenta parámetros fundamentales como la capacidad de producción de la instalación en función de la orientación, la inclinación y equipos empleados. Ésta será de 30,6 kWp en la rama de corriente continua (previa al inversor) y de 30 kW a la salida del mismo. Además, no se puede realizar un correcto diseño sin el cálculo de parámetros adicionales como intensidades y tensiones de campo que variarán en función de la temperatura de operación y que marcarán el seguro y correcto funcionamiento de la instalación.

Tras el diseño de la instalación también se ha realizado un estudio económico con el fin de dirimir sobre la viabilidad o inviabilidad económica de la instalación objeto del TFG así como un balance energético y de emisiones de la misma para hallar el porcentaje de energía eléctrica consumido que puede ser abastecido por producción fotovoltaica y conocer el ahorro de emisiones de CO<sub>2</sub> debido al uso de esta tecnología.

Este TFG incluye también un pequeño pliego de condiciones con el que reseñar las características mínimas que se deben tener en cuenta al instalar los distintos elementos de la instalación.

Se ha servido de los softwares PVsyst y Excel para realizar las estimaciones energéticas correspondientes y como herramienta de cálculo.

## RESUM

El següent treball fi de grau , d'ara endavant TFG , desenvolupa el disseny d'una instal·lació solar fotovoltaica ubicada al col·legi públic Eduardo Martínez Ródenas a la localitat castellonenca de Benicarló . Aquesta instal·lació generarà energia elèctrica suficient per cobrir un percentatge considerable de la demanda elèctrica suposant una millora de cara al desenvolupament sostenible del municipi i obtenint a més cert estalvi econòmic en la factura elèctrica.

No es podria realitzar un disseny realista sense tenir en compte paràmetres fonamentals com la capacitat de producció de la instal·lació en funció de l'orientació, la inclinació i equips utilitzats. Aquesta serà de 30,6 kWp en la branca de corrent continu (prèvia a l'inversor) i de 30 kW a la sortida del mateix. A més, no es pot realitzar un correcte disseny sense el càlcul de paràmetres addicionals com intensitats i tensions de camp que variaran en funció de la temperatura d'operació i que marcaran la seguretat i correcte funcionament de la instal·lació.

Després del disseny de la instal·lació també s'ha realitzat un estudi econòmic per tal de dirimir sobre la viabilitat o inviabilitat econòmica de la instal·lació objecte del TFG així com un balanç energètic i d'emissions de la mateixa per a trobar el percentatge d'energia elèctrica consumit que pot ser abastit per producció fotovoltaica i conèixer l'estalvi d'emissions de CO2 causa de l'ús d'aquesta tecnologia.

Aquest TFG inclou també un petit plec de condicions amb què ressenyar les característiques mínimes que s'han de tenir en compte a l'instal·lar els diferents elements de la instal·lació.

S'ha servit dels programes PVsyst i Excel per realitzar les estimacions energètiques corresponents i com a eina de càlcul.

## ABSTRACT

The next final project, hereinafter TFG, develops the design of a photovoltaic solar system located in the public school Eduardo Martínez Ródenas in Benicarló, Castelló. This system will generate enough electricity to cover a significant percentage of electricity demand assuming an improvement for the sustainable development of the town and also getting some savings on electricity bills.

It may not be a realistic design without basic account parameters such as production capacity of the installation based on the orientation, tilt and equipment used. This will be of 30.6 kWp in the field of direct current (on the inverter) and 30 kW to exit. Furthermore, one cannot make a correct design without calculating additional parameters such as currents and voltages field vary depending on the operating temperature and which will mark the correct and safe operation of the installation.

After installation design has also made an economic study in order to settle on the feasibility or economic infeasibility of premises TFG and energy balance and emissions of it to find the percentage of electrical energy consumed that can be supplied by photovoltaic production and meet the CO<sub>2</sub> emission savings from the use of this technology.

The TFG also includes a small specification with which explains the minimum requirements that must be taken when installing the different elements of the installation.

It has been used PVsyst and Excel software to perform the corresponding energy estimates and as a tool for calculation.

## **1. INTRODUCCIÓN.**

Durante décadas toda la energía del planeta provenía de la explotación de energías fósiles o no renovables como la nuclear, la aparición de la energía solar fotovoltaica supone una vuelta de tuerca a la forma de proporcionar energía, a través de una fuente inagotable, renovable, de energía como es la energía solar. Esta energía queda transformada directamente en energía eléctrica a través de un proceso limpio, rápido y suficientemente eficaz.

La no generación de emisiones la hace propicia para áreas ya cargadas de por sí de fuentes emisoras como el de las ciudades o núcleos industriales, además, si existe la posibilidad de evitar sombreado sobre los paneles y orientarlos hacia el sur se maximizará la transformación de energía solar a eléctrica. Esto en el caso del hemisferio norte, será al contrario al sur del Ecuador terrestre.

### **1.1- LA TRANSFORMACIÓN ENERGÉTICA.**

El conocimiento de la conversión de energía solar en eléctrica no es algo nuevo, ni siquiera del anterior siglo. De hecho, fue Bequerel quien en 1839 descubriese tal efecto que no sería popularizado hasta el siglo XX cuando, tras la aparición de las teorías de mecánica cuántica y el desarrollo en el trabajo con los semiconductores, Einstein recibió el Nobel por su trabajo explicativo sobre el efecto fotovoltaico.

A groso modo se puede decir que cuando los átomos de un semiconductor (normalmente de silicio) interactúan con la luz solar se genera una excitación que desplaza los electrones hacia capas de valencia externas. Cuando estos electrones reciben una cantidad de energía solar suficiente pueden desprenderse del enlace migrando hacia otros átomos creando huecos. Esta dicotomía electrón-hueco, negativo-positivo, es la que acabará produciendo la energía eléctrica.<sup>[1]</sup>

### **1.2- TIPOS DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS.**

Fundamentalmente existen dos tipos de instalaciones fotovoltaicas. Por un lado están aquellas instalaciones que se realizan aisladas de la red, en modo isla, que sirven para alimentar el lugar donde están ubicadas sin apoyo de la red eléctrica de distribución almacenando los excedentes de energía generada en baterías para su posterior uso.

En el caso de la instalación objeto de este TFG se trata del segundo grupo de instalaciones, es decir, aquellas que se diseñan interconectadas en la que toda la energía producida pasa a la red de distribución que es la encargada de inyectarla después para la aplicación que sea menester. Por otra parte, permite rentabilizar la inversión vendiendo la energía producida a la empresa distribuidora y aportar de la propia red la energía que la instalación no pueda cubrir.

En este tipo de instalaciones los elementos partícipes son los módulos encargados de realizar el efecto fotoeléctrico que proporciona la energía eléctrica que será trasladada a través del cableado hasta el inversor; el inversor recoge el corriente continua proveniente de los módulos y lo transforma a corriente alterna en unas condiciones de frecuencia y módulo concretas para ser vertida a la red de distribución. Todo ello protegido por unas protecciones mínimas requeridas tanto en leyes como en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. Por otro lado, también se debe disponer de un equipo de medida que permita conocer la lectura de energía vendida y aportada en cada momento así como tener en cuenta la propia red eléctrica encargada de transportar la energía eléctrica hasta el punto de demanda necesario.

### 1.3- LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA.

En España a lo largo de los últimos diez años se ha experimentado un fuerte incremento en cuanto a potencia fotovoltaica se refiere, esto es debido al Plan de Fomento de las Energías Renovables que se extendió durante la primera década de este milenio y que primaba de forma muy atractiva la venta de energía fotovoltaica a red.

Una vez alcanzado los objetivos de instalación para el 2010 un real decreto (1578/2008) empezaba a reducir las primas al sector mientras que a medida que fue pasando el tiempo iban apareciendo nuevas normativas a cada cual más restrictiva que frenó bruscamente la inversión tanto de último consumidor como de grandes inversores en este tipo de instalaciones.

En los últimos años, a raíz de la redacción del RDL 9/2013 y la Ley 24/2013 con las que se pretende dar estabilidad al sector eléctrico y regular el consumo y la posterior redacción del proyecto de real decreto *“por el que se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo”*<sup>[2]</sup> según palabras textuales en el propio borrador surgen los conocidos como peajes de autoconsumo o *“impuesto al Sol”* con los que se responsabiliza al autoconsumidor de sufragar los costes de mantenimiento de la red incluso por la energía que autoconsume y no sale de su parcela.

La legislación será tratada con más detenimiento en el apartado de viabilidad económica.

Una vez explicado lo anterior se entiende la evolución mostrada en el siguiente gráfico.

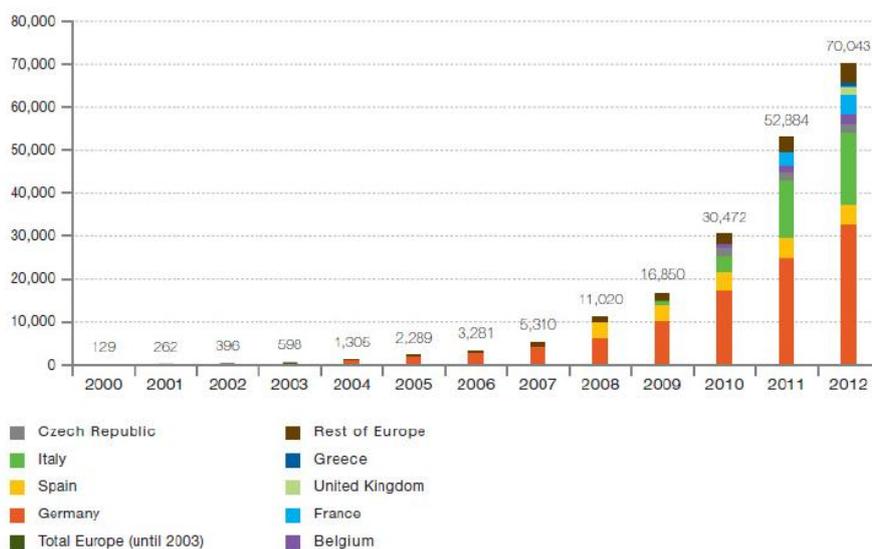


Figura 1.1 Acumulación 2000-2012 de la potencia fotovoltaica instalada en Europa en MW

Fuente: EPIA, Extraída de la asignatura Electrónica de Potencia del DIE

Se aprecia sin problema cómo se experimenta ese boom del que se hablaba para después prácticamente estancarse a causa de las normativas más restrictivas aplicadas a partir de 2008 mientras que en otros países, la mayoría, se ha seguido primando el desarrollo de esta tecnología aumentando la potencia instalada como consecuencia.

Dentro del propio estado el mayor porcentaje de energía fotovoltaica instalada es de tecnología *ground mounted* es decir, grandes campos fotovoltaicos que venden la energía generada a las compañías distribuidoras sin un fin concreto. A continuación los sectores industrial y comercial tienen casi la misma representación en cuanto al uso de sistemas fotovoltaicos mientras que en el ámbito residencial el porcentaje de potencia instalada respecto al total es casi residual. En la figura 1.2 se aprecia en naranja el porcentaje de *ground mounted* en verde el dedicado al industrial; amarillo para el comercial y gris el residencial.

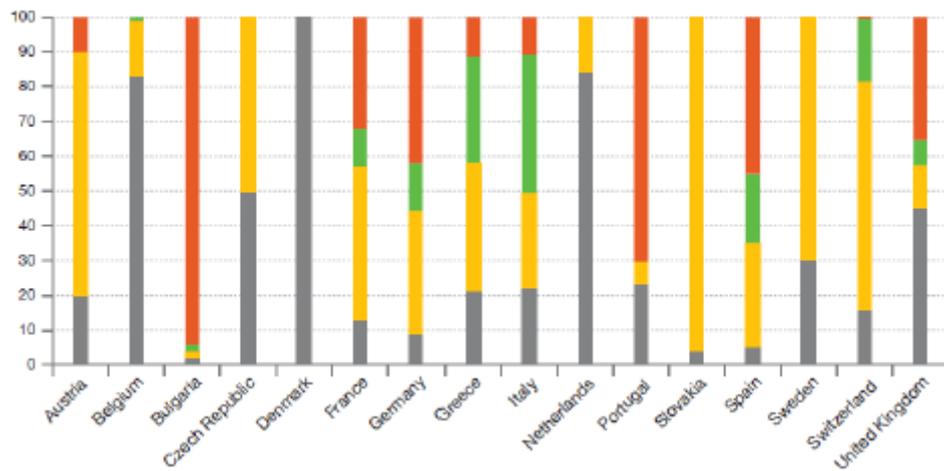


Figura 1.2 Distribución sectorial porcentual de energía fotovoltaica en países europeos  
 Fuente: EPIA. Extraída de la asignatura Electrónica de Potencia del DIE

## **2. MEMORIA DESCRIPTIVA**

## 2.1- DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO.

El trabajo fin de grado realiza el diseño de una instalación fotovoltaica de 30kW conectada a la red de baja tensión en un colegio público. Dicho colegio posee de una extensa cubierta de 800m<sup>2</sup> orientada plenamente al sur en una de sus fachadas que se erige como óptima para la situación de la instalación que pretende, a la par, repercutir tanto en un ahorro económico en la factura eléctrica como un aprovechamiento del espacio disponible en cubierta.

Para llevar a cabo dicha instalación se seleccionan 102 módulos fotovoltaicos de 300W cada uno, del modelo A-300P GSE distribuidos de forma que queden 17 paneles en serie con 6 ramales en paralelo que, según lo calculado en apartados venideros generarán una energía eléctrica de 48,4Mwh/año. Dicha energía será transmitida a red trifásica de baja tensión (230/400V) a través de un inversor trifásico de 30kW del modelo FS0030\_T.

Como ya se decía, el montaje completo de la instalación objeto del trabajo se ubica en una de las cubiertas del edificio, de grandes dimensiones, de la cual se aprovechará el espacio más despejado, de 600 m<sup>2</sup> útiles, debido a que en la otra zona de la cubierta se ubica parte de los sistemas de climatización que podrían suponer un incordio a la hora de distribuir, montar y mantener la instalación. De esta forma, se dispondrá de una zona suficiente para situar nuestros paneles, sin sombras que pudiesen perjudicar el rendimiento de la instalación al tratarse una zona descampada sin edificios de mayor altura en las proximidades (figura 2.2) y con posibilidad de plena orientación hacia el sur donde, con la máxima incidencia posible, la energía solar será transformada en energía eléctrica de corriente continua por los paneles, ésta a su vez será transmitida al inversor que la convertirá a corriente alterna donde, además, será equilibrada respecto a la de la red, para, tras pasar por un contador bidireccional ser inyectada a red.

Finalmente cabe reseñar que en todos los aspectos del diseño de la instalación se han tenido en cuenta tanto las normativas nacionales en forma de leyes y reales decretos como la normativa autonómica de la Comunidad Valenciana (que no contradice en absoluto a los anteriores) así como se ha buscado cualquier posible normativa restrictiva municipal.

## 2.2- UBICACIÓN Y LOCALIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN

El colegio público Eduardo Martínez Ródenas está ubicado en la localidad de Benicarló, al norte de la provincia de Castellón, en el Carrer del Port (Figura 2.1.), situado a las afueras de la localidad sin edificios de mayor altura colindantes, como se muestra en la imagen, esto hace que el estudio de sombreado no sea requerido para discernir la posibilidad de pérdidas por este motivo.

Como se explicará de forma más detallada en el punto 3.1, pese a que la cubierta es de gran superficie, por motivos de disponibilidad y optimización energética se va a situar la instalación en una zona concreta de la cubierta (Figura 2.2).





Figura 2.3 Perspectiva del colegio en su momento de diseño. Fuente: Web del CEIP Eduardo Martínez Ródenas.

### 2.3- DATOS GENERALES DE LA INSTALACIÓN

MÓDULO FOTOVOLTAICO	
Modelo	A300P-GSE
Nº de paneles	102
Nº de paneles en serie	17
Nº de paneles en paralelo	6
Inclinación	30º

INVERSOR	
Modelo	FREE SUN LVT FS0030_T
Nº de inversores	1
Potencia nominal de salida de los inversores	30kW
Frecuencia nominal del inversor	50Hz
Tensión nominal de salida del inversor	3x400 Vac +N
INSTALACIÓN	
Potencia pico de la instalación	30,6kW
Tensión alterna de la instalación	3x400 Vac +N
Tensión máxima potencia	624,24V
Tensión continua máxima	846,86V
Corriente máxima circulante	54,12ª
Frecuencia alterna	50Hz
Tipo de conexión a red	Trifásica
Orientación del campo solar	0º SUR
Superficie aproximada de la instalación	400 m2
Localización	Benicarló
Longitud	0º25'

Latitud	40° 25'
Altitud	21m

ENERGÍA GENERADA	
Producción anual obtenida	48,4Mwh/año
VAN	-11047,58€

Tabla 2.1 Datos generales de la instalación

## 2.4- DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS QUE COMPONEN LA INSTALACIÓN.

### 2.4-1. MÓDULO FOTOVOLTAICO

Se ha escogido los paneles A-300P GSE distribuidos por ATERSA, de silicio policristalino, debido al buen rendimiento que ofrece así como una potencia nominal elevada que permite optimizar la superficie con la que se trabaja así como una relación calidad precio razonable, cercana al euro/Kw como se verá en el apartado correspondiente al presupuesto.

#### 2.4-1.1- CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS Y MECÁNICAS. PLANO DEL MÓDULO.

MÓDULO A-300P GSE <sup>[3]</sup>	
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	
DATOS A 1000 W/m <sup>2</sup>	
Potencia máxima (Pmax)	300W
Eficiencia del módulo	15,42%
Tensión en Pmax (Vmpp)	36,74V
Tensión de circuito abierto (Voc)	45,09V
Corriente en Pmax (Impp)	8,17 <sup>a</sup>
Corriente de cortocircuito (Isc)	8,72 <sup>a</sup>
Coeficiente de temperatura (Voc)	(-)0,135V/°C
Coeficiente de temperatura (Isc)	6,1 mA/°C

CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS	
Tipo de Célula	72 células (6x12) policristalinas
Diodos	3 diodos con IP65
Dimensiones	1955x995x50 mm
Peso	23,5kg

Tabla 2.2 Características eléctricas y mecánicas del módulo fotovoltaico

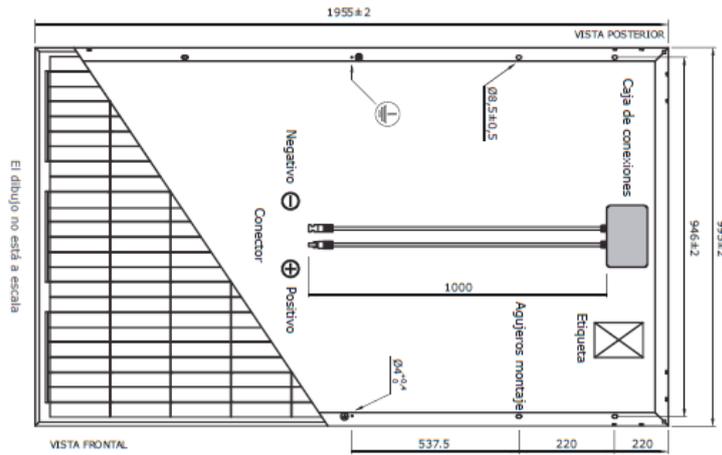


Figura 2.4 Croquis de un panel A-300P GSE. Fuente: Atersa

Como se puede comprobar en la tabla 2.2 cada módulo se compone de 72 células solares formadas a base de silicio policristalino con lo que se consigue una eficiencia elevada, superior al 15%.

Además, ATERSA ofrece una doble garantía de 10 años en defectos de fabricación y de hasta 25 años en rendimiento así como una excelente operatividad a altas temperaturas <sup>[4]</sup>.

#### 2.4-1.2- CURVA I-V. INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA

Según la temperatura de operación existirá cierta variabilidad de funcionamiento tal y como se muestra en la figura 2.5.

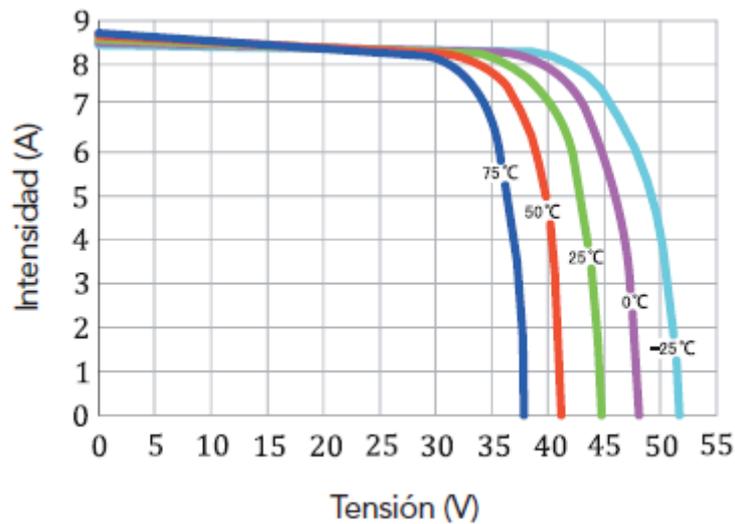


Figura 2.5 Curva I-V en función de la temperatura. Fuente: Atersa.

Como se aprecia, para un rango de operación propio de estas latitudes no se generarán gran variabilidad en cuanto al punto de funcionamiento I-V al tratarse de clima templado con inviernos y veranos suaves.

### 2.4-1.3- CURVA I-V. INFLUENCIA DE LA IRRADIANCIA

Según la irradiancia que incida sobre los paneles existirá diferentes comportamientos de la curva I-V aunque no muy acusados al garantizar el fabricante una buena operatividad incluso con bajos niveles de irradiancia tal y como se aprecia en la figura 2.6. En el caso que concierne este TFG se ha marcado un valor de referencia constante de  $1000\text{W}/\text{m}^2$  para todas las operaciones venideras.

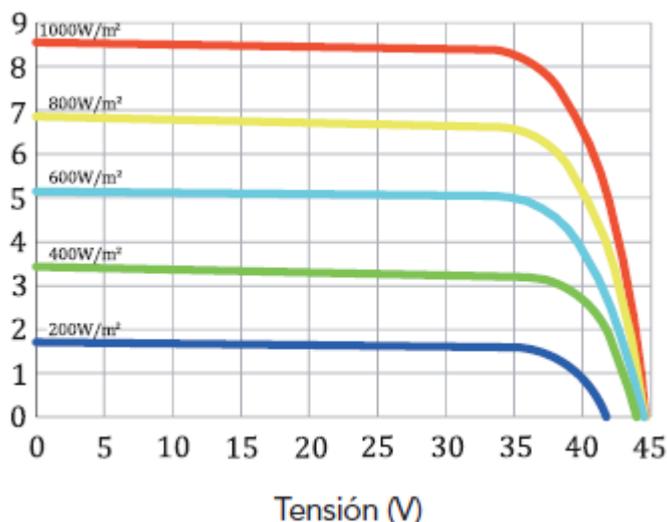


Figura 2.6 Curva I-V en función de la irradiancia Fuente: Atersa

### 2.4-1.4- CERTIFICACIONES DE LOS MÓDULOS

Según un archivo facilitado en la biografía <sup>[5]</sup> todos los productos fotovoltaicos de la empresa ATERSA disponen de las certificaciones necesarias cumpliendo con las directivas europeas más estrictas.

Las directivas europeas son la Directiva Europea 2006/95/CE y la Directiva Europea 2004/108/CE

Así como con el cumplimiento de sendas normas:

UNE-EN 61215:2006 (IEC 61215:2005)

UNE-EN 61730: 2007 (EN 61730: 2007) – parte: 1 & 2

Por otro lado, la propia empresa tiene en su haber la certificación AENOR ISO 9001 desde 1997 así como el certificado AENOR ISO 14001 desde 2004 que confirma que la empresa dispone de un sistema de Gestión Ambiental acorde a la UNE-EN ISO 14001:2004. También disponen de la OHSAS 18001:2007 y la UNE 166002:2006 referentes a la seguridad en el trabajo y el desempeño, desarrollo y gestión del I+D+i.

## 2.4-2. INVERSOR

El inversor es aquel elemento de la instalación que transforma, convierte, la corriente continua procedente de los módulos fotovoltaicos en energía eléctrica de corriente alterna. Esta corriente alterna será la que, una vez equilibrada con la de la red, será inyectada en ésta.

Según los requerimientos de la instalación se ha decidido seleccionar el modelo Free Sun LVT de 30kW (trifásico) producido por la empresa Power Electronics. Tal y como se indica en el párrafo anterior, aparte de optimizar la potencia eléctrica extraída por los módulos fotovoltaicos en cualquier condición climática, el inversor (o convertidor) es el elemento encargado de inyectar la corriente alterna a la red respetando siempre (aunque con unos índices de tolerancia indicados en catálogo) los valores de tensión y frecuencia en la red, amoldándose en todo momento a ellos. Pese a cumplir con todos los grados de protección más restrictivos en cuanto a recepción de agua y humedad se refiere se optará por colocar el inversor en la misma sala donde se realizaría la acometida a la red al estar ubicada en una zona inmediatamente inferior al área ocupada por los módulos fotovoltaicos.

### 2.4-2.1- CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS Y MECÁNICAS DEL INVERSOR.

FREE SUN LVT FS0030_T <sup>[6]</sup>	
<b>CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS</b>	
Potencia	30kW
Potencia de entrada máxima	36kW
<b>ENTRADA DEL INVERSOR</b>	
Tensión máxima inversor	900V
Tensión máxima punto máxima potencia (Vmppt-max)	820V
Tensión máxima punto mínima potencia (Vmppt-min)	400V
Corriente máxima admisible (Idc-max)	77 <sup>a</sup>
<b>SALIDA DEL INVERSOR</b>	
Corriente máxima de salida (Iac-max)	43 <sup>a</sup>
Tensión de salida	3x400 Vac+ N
Frecuencia de salida	50/60 Hz
Distorsión armónica (THD)	<3%
Cos φ	0,95ind-0,95cap regulable
Máxima eficiencia	95,90%
Consumo Nocturno	< aprox 40W
Índice de protección IP	IP 54
<b>CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS</b>	
Dimensiones	840x755x1600 mm
Peso	535 kg

Tabla 2.3 Propiedades eléctrico-mecánicas del inversor



Figura 2.7 Inversor FS0030\_T Fuente: Power-Electronics

**2.4-2.2- NORMATIVA APLICABLE AL INVERSOR**

Tanto este inversor como todos los de su gama cumplen con toda la normativa necesaria para poder operar, no solo en España, sino en toda Europa y todo el globo.

Inversor Solar

**Marca:** Power Electronics  
**Referencia:** Freesun Series

---

**Se halla en conformidad con las siguientes Directivas Europeas:**

Referencia	Título
2006/95/CE	Material eléctrico destinado a utilizarse en determinados límites de tensión (Baja Tensión).
2004/108/CE	Compatibilidad Electromagnética.

**Referencias de las normas técnicas armonizadas aplicadas bajo la Directiva de Baja Tensión:**

Referencia	Título
EN 62109-1:2010	Seguridad en convertidores de potencia para uso en sistemas fotovoltaicos Parte 1: Requerimientos generales.
EN 62109-2:2011	Seguridad en convertidores de potencia para uso en sistemas fotovoltaicos Parte 2: Requerimientos particulares para inversores.

**Referencias de las normas técnicas armonizadas aplicadas bajo la Directiva de Compatibilidad Electromagnética**

Referencias	Título
EN 61000-6-2:2005	Compatibilidad electromagnética (CEM). Parte 6-2: Normas genéricas. Inmunidad en entornos industriales.
EN 61000-6-4:2007	Compatibilidad Electromagnética (CEM). Parte 6-4: Normas genéricas. Norma de emisión en entornos industriales.
EN 61000-3-12:2005	Compatibilidad electromagnética (CEM). Parte 3-12: Límites para las corrientes armónicas producidas por los equipos conectados a las redes públicas de baja tensión con corriente de entrada > 16 A y <= 75 A por fase.
IEC 61000-3-4:1998	Compatibilidad electromagnética (CEM). Parte 3-4: Límites. Limitación de las emisiones de corrientes armónicas en las redes de baja tensión para equipos con corriente asignada superior a 16 A.
EN 61000-3-11:2000	Compatibilidad electromagnética (CEM). Parte 3: Límites. Sección 11: Límites de las variaciones de tensión, fluctuaciones de tensión y flicker en las redes públicas de alimentación de baja tensión. Equipos con corriente de entrada <= 75 A y sujetos a una conexión condicional.

Figura 2.8. Normativa cumplida por el inversor. Fuente: Power Electronics España, S.L., 2013

**2.4-2.3- PROTECCIONES DEL INVERSOR**

Todo inversor que se precie necesita de una serie de protecciones sin las cuales no puede operar al no cumplir con la reglamentación obligatoria para tal. Las protecciones se clasifican en función del objeto de protección. Por una parte están aquellas destinadas a proteger al usuario y por otra las que sirven para proteger a la propia instalación.

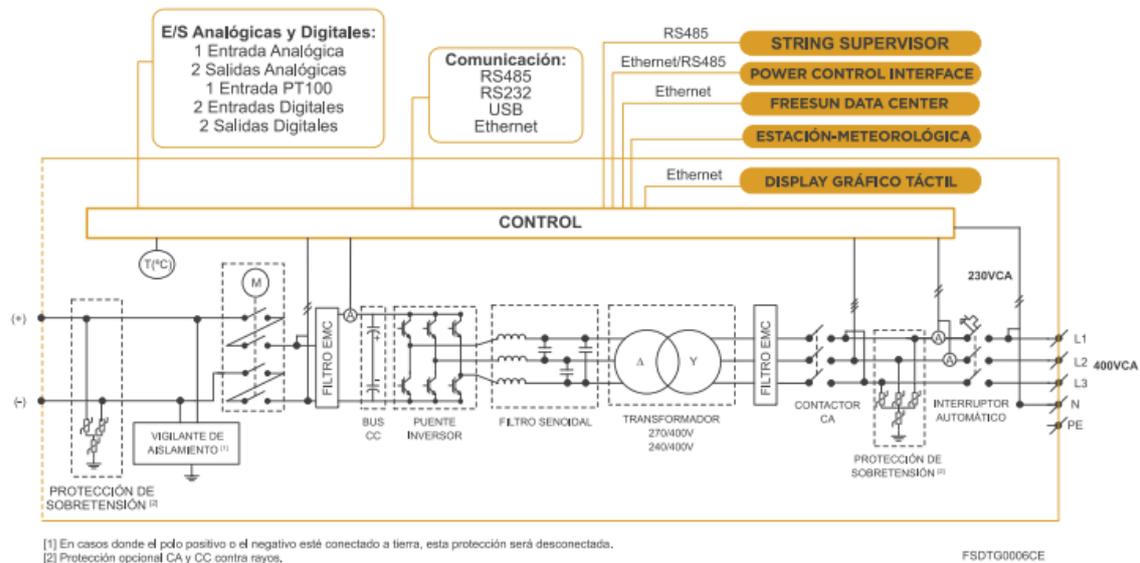


Figura 2.9 Esquema del inversor y elementos de protección. Fuente: Power Electronics España SL

Como muestra la imagen existen protecciones tanto en el lado de corriente continua como en el lado de alterna. Se puede ver la protección de sobretensión en ambos lados del inversor así como el vigilante de aislamiento que derivará a tierra si detecta un error en el mismo.

Más allá de los que se aprecian a simple vista, este tipo de inversor consta también lleva un spd de tipo 1 que lo protege de posibles impactos de rayos. Integra también un sistema de resistencia al caldeo a base de ventilación forzada que lo protegerá de los sobrecalentamientos puntuales que se puedan generar.

Aparte de los elementos protectores que se ha señalado existen también distintos elementos de control tal y como se veía en la figura 2.9. Éstos son los contactores, tanto en el lado de continua como en el de alterna, y los interruptores automáticos (también en ambos lados).

**2.4-3. ESTRUCTURA DE SOPORTE**

Casi tan importante como la selección de los módulos fotovoltaicos y el inversor es la de la estructura de soporte ya que este elemento de la instalación será el encargado de maximizar la irradiancia recibida por los paneles, esto se consigue permitiendo la posición inclinada idónea que se requiera en la latitud concreta de la instalación, en nuestro caso de 30º como se verá más adelante.

Se ha decantado por una estructura de larga longitud, suficiente para la colocación de 17 paneles en serie, de hasta un metro de anchura cada uno. Por tanto, se requiere 6 juegos de estructuras.

Pese a que se ha localizado un modelo óptimo para la instalación del mismo fabricante que los módulos fotovoltaicos, tras consultar con distintos fabricantes se ha hallado el mismo modelo, con las mismas características, fabricado por otra empresa a un precio menor. Por ello, pensando en el presupuesto de la instalación se escoge la Estructura Suelo 17 Panel FV915 1 Fila C/Red de SunFer<sup>[7]</sup>.

Esta estructura se adapta a cualquier tipo de panel con estructuras de soporte universales construidas a base de aluminio anodizado, aleación EN AW 6005A T6 que ofrece una gran resistencia, cualidad ideal para ser utilizado como material en estructuras de soporte. La tornillería y los accesorios están hechos de acero inoxidable

Aparte la estructura asegura una correcta operatividad con vientos de hasta 29m/s (104,4 km/h) y cargas de nieve de hasta 200N/m<sup>2</sup> aunque esta última no deba preocupar en absoluta en esta localización. Estas características de funcionamiento, además, están marcadas por la normativa concreta que deben cumplir las estructuras para paneles fotovoltaicos y que son la CTE DB SE-AE y la NTE.

#### **2.4-4. CABLEADO Y TUBOS DE PROTECCIÓN**

Como se verá en los apartados venideros el cableado se dimensiona con la normativa más estricta en cuanto a caída de tensión se refiere, por ello, se ha seleccionado los criterios del ASIF que marcan una máxima caída de tensión de un 1% en corriente continua y de un 1,5% en corriente alterna.

El cableado que se escoge viene marcado por los resultados obtenidos en los apartados destinados al dimensionado de estos elementos de la instalación.

Al no existir normativa municipal alguna que obligue a distribuir el cableado de una u otra forma la disposición se realizará de acuerdo con lo indicado por las normas ITC, concretamente la norma ITC-BT-21 que precisa la manera de instalar los tubos de protección, cuyo contenido es el cableado de la instalación. Por simplicidad y economía se decanta por la instalación de los tubos sobre superficie. Según los ensayos marcados por las normas UNE-EN-50.086-2-1 y UNE-EN-50.086-2-2 los tubos destinados a las instalaciones sobre superficie deberán cumplir una serie de requisitos mostrados en la siguiente tabla.

Característica	Código	Grado
Resistencia a la compresión	4	Fuerte
Resistencia al impacto	3	Media
Temperatura mínima de instalación y servicio	2	-5°C
Temperatura máxima de instalación y servicio	1	+60°C
Resistencia al curvado	1-2	Rígido/curvable
Propiedades eléctricas	1-2	Continuidad eléctrica/aislante
Resistencia a la penetración de objetos sólidos	4	Contra objetos D > 1 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 2.4. Características mínimas para tubos en canalizaciones superficiales ordinarias fijas

Fuente: ITC-BT-21

Ahora cabe señalar que los tubos serán todos del mismo diámetro al permitirnoslo el baremo de secciones de cable con el que se está trabajando (10mm<sup>2</sup> entre CC e inversor y 25mm<sup>2</sup> en la zona de alterna). Por ello, y tal como muestra la siguiente tabla se escogen tubos de protección de 32mm<sup>2</sup> de sección

Sección nominal de los conductores unipolares (mm <sup>2</sup> )	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
1,5	12	12	16	16	16
2,5	12	12	16	16	20
4	12	16	20	20	20
6	12	16	20	20	25
10	16	20	25	32	32
16	16	25	32	32	32
25	20	32	32	40	40
35	25	32	40	40	50
50	25	40	50	50	50
70	32	40	50	63	63
95	32	50	63	63	75
120	40	50	63	75	75
150	40	63	75	75	--
185	50	63	75	--	--
240	50	75	--	--	--

Tabla 2.5. Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir. Fuente: ITC-BT-21

El tubo seleccionado es de la marca Interflex, modelo Ecoplast<sup>[8]</sup>, que funciona para proteger de los agentes climáticos al cableado además de servirnos de armadura para los cables en

ambiente abierto, siempre susceptible de acciones imprevisibles como la presencia de roedores o demás animales que pudiesen morder el cableado. El cable tiene un diámetro interior de 30mm<sup>2</sup> y uno exterior de 37,5mm<sup>2</sup> si se cree menester sobredimensionarlo por ser un valor demasiado cercano al mínimo de 32mm<sup>2</sup> se escogerá el de diámetro superior (39/47,5). Estos tubos están fabricados de acero inoxidable recubierto de una capa de PVC que aisle el interior del mismo de los efectos del agua y el polvo.

Además, dicho tubo cumple con lo especificado en la tabla 2.4.

Ensayo / Test	Clasificación / Classification	Valores norma / Standard Values	Valores reales / Real Values	Norma / Standard
1 Resistencia a la Compresión / <i>Compression Force</i>	3 Media / <i>Medium</i>	750 N	1000 N	
2 Resistencia al Impacto / <i>Impact</i>	3 Media / <i>Medium</i>	2 J	>2 J	
3 Temperatura mínima de utilización / <i>Lower Temperature Range</i>	2	-5 °C	-10 °C	
4 Temperatura máxima de utilización / <i>Upper Temperature Range</i>	1	+80 °C	+80 °C	
5 Resistencia al curvado / <i>Resistance to bending</i> *	4 Flexible	5.000 flex.	>5.000 flex	
6 Propiedades eléctricas / <i>Electrical Characteristics</i> *	1 Continuidad eléctrica / <i>Electrical continuity</i>	Si / Yes	Si / Yes	
7 Resistencia a la penetración de cuerpos sólidos / <i>Protection against ingress of solids</i> *	5 Protegido contra el polvo / <i>Dust tight</i>	----	IP 5X	EN 61386-1/23 CEI 61386-1/23
8 Resistencia a la penetración de agua / <i>Protection against ingress of water</i> *	5 Protegido contra chorros de agua / <i>Protected against water jets</i>	----	IP X5	
9 Resistencia a la corrosión de tubos metálicos y compuestos / <i>Resistance against corrosion</i>	3 Media-alta / <i>Medium-high</i>	----	----	
10 Resistencia a la tracción / <i>Tensile Strength</i> *	3 Media / <i>Medium</i>	500 N	>500 N	
11 Resistencia a la propagación de la llama / <i>Flame Propagation</i>	1 No Propagador / <i>Not flame propagator</i>	----	----	
12 Resistencia a cargas suspendidas / <i>Suspended Load Capacity</i>	0 No aplica / <i>Not applying</i>	----	----	

Tabla 2.6. Características de los tubos Interflex Ecoplast. Fuente: Catálogo web de Interflex

#### 2.4-5. ARMARIO DE CORRIENTE CONTINUA

Este elemento de la instalación debe ir situado entre el área ocupada por los strings y el inversor. En el armario de CC se une el los diferentes cableados de cada string y bajan a través de un solo tubo hacia el inversor.

En esta instalación el armario de corriente continua va situado sobre la misma cubierta al no existir zona de resguardo aleadaña por lo que será imprescindible para su selección que goce de la protección IP65 que habilite su instalación en exteriores.

El interior del armario de CC debe albergar además las protecciones de la rama de corriente continua como los fusibles encargados de protegernos de las sobrecargas y cortocircuitos, los spd encargados de las sobretensiones y los vigilantes de aislamiento.

A parte, deberá incluir los terminales que permitan la conexión de las entradas, salidas y tomas de tierra.

En esta instalación se ha decantado por un armario de la marca Schneider <sup>[9]</sup>, de poliéster con medidas 747x536x300 y con un grado de protección IP66, aún superior al mínimo requerido, viene equipado con sistemas de anclaje a suelo ara mayor seguridad.

#### **2.4-6. ELEMENTOS DE PROTECCIÓN Y SEGURIDAD DE LA LÍNEA DE CORRIENTE CONTINUA**

Las normativas que marcan el grado y el tipo de protección que debe tener tanto la línea de corriente continua como la de alterno se han mantenido invariables desde que se realizara el último Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión que, junto al RD 1668/2000 marca qué condiciones debe cumplir en cuanto a este tipo de instalaciones en el aspecto de las protecciones

Según lo especificado en dichas normas serán necesarios elementos que protejan en el lado de continua de la instalación frente a los cortocircuitos y sobrecargas, frente a las sobretensiones y frente a los defectos de aislamiento así como elementos que permitan la conexión/desconexión de los strings <sup>[10]</sup>.

- Fusibles: estos son los elementos encargados de proteger a todos los componentes eléctricos de nuestro sistema (zona de continua en este caso) de sobreintensidades. Pese a que existen distintos tipos de fusible dependiendo de la función y el elemento concreto de la instalación que protege. En el campo solar se usarán los de tipo gPV; encargados de la protección de los cables eléctricos y todos los conductores, su uso es general. A parte de la protección frente a cortocircuitos, también se debe garantizar que éstos sean eficientes frente a sobrecargas que pudiesen afectar al inversor.

Los fusibles seleccionados para la instalación serán, por tanto, del tipo 10x38 gPV cilíndricos con una intensidad nominal de 10A y una tensión nominal de 1000V. Los mismos se colocarán en sendos cuadros de protección situados en cada string teniendo, por tanto, seis pequeños cuadros de protección del que después saldrán el cableado hacia el armario de corriente continua. En este se puede colocar otros elementos de protección frente a sobretensiones y cortocircuitos como pueden ser interruptores magnetotérmicos.

- Interruptores: son los elemento de maniobra necesario que permiten interrumpir el funcionamiento de un sector de la instalación o toda ella. Gracias a ellos se consigue un mantenimiento seguro de la instalación; se ubican tras los fusibles. Se puede decidir colocar un interruptor por cada string o bien un único interruptor en el inversor de forma accesible ya que, pese a que el inversor posee un sistema de interrupción en su interior en una situación de emergencia esto podría ser desconocido por parte del usuario.

· Spd: Estos elementos, también conocidos como descargadores de tensión o varistores son los encargados de proteger el campo fotovoltaico y los elementos que lo componen de sobretensiones producidas por elementos externos de la instalación como pueda ser el impacto de un rayo o la ionización que pudiera generar el impacto de un rayo en una zona cercana a la instalación. Existe tres clases de equipos contra sobretensiones, estos no se detallarán ahora al existir un apartado específico para ello más adelante.

· Vigilante de aislamiento: la conexión de los elementos a tierra es fundamental para evitar contactos por parte del usuario a elementos susceptibles de recibir una derivación eléctrica. Estos son la carcasa del inversor, los marcos de los paneles, la estructura de los módulos y cualquier otra masa eléctrica de la instalación. La toma de la zona de corriente continua se conecta junto a la de alterna acorde a la ITC-BT-18 del REBT.

#### **2.4-7. ARMARIO GENERAL DE CORRIENTE ALTERNA.**

A la salida del inversor con el fin de proteger la zona de corriente alterna de la instalación se halla el armario de corriente alterna que deberá contener otro spd (clase II) junto a un interruptor diferencial Magnetotérmico que se encargue de la protección frente a sobreintensidades y cortocircuitos y de los terminales de conexión que requiera de entrada y de salida. De la salida del armario de alterna se entra al transformador, que está situado en la zona inmediatamente inferior de la cubierta donde se sitúa la instalación, previo paso por el armario de conexión.

El armario escogido será de las mismas características que el seleccionado para corriente continua. (Ver apartado 2.4-5.)

#### **2.4-8. ELEMENTOS DE PROTECCIÓN Y SEGURIDAD DE LA LÍNEA DE CORRIENTE ALTERNA.**

Esta zona de la instalación debe ser protegida contra el mismo tipo de incidentes que en corriente continua es decir, de las sobreintensidades, sobretensiones, derivaciones... El único elemento de protección que no se ha tratado anteriormente es el bloque diferencial formado por el diferencial y el magnetotérmico.

Cuando un conductor se somete a una sobreintensidad o un cortocircuito el interruptor magnetotérmico es el elemento que, a través de un disparador térmico, debe desconectar la instalación i disipar en su interior el arco eléctrico.

Por otro lado, el diferencial se encarga de detectar cuando existe una derivación en algún elemento de la instalación que pueda resultar peligroso para el usuario. Es decir, al detectar una intensidad a tierra superior a la diferencial desconectarán la parte del circuito afectada.

En el presupuesto se detallará los elementos de protección escogidos. (Ver apartado 4.2).

### 2.4-9. CONTADOR

Para poder controlar en cada momento el montante total de energía cedida a la red eléctrica y la energía consumida se instalará un contador bidireccional trifásico, a partir de la diferencia de sus medidas se podrá saber la energía que se está facturando en cada momento.

En concreto se ha seleccionado un contador bidireccional trifásico de la marca Metrega <sup>[11]</sup>, modelo MT174 que, además de cumplir correctamente con los requerimientos de la instalación está fabricado en conformidad con la norma ISO 9001:2000



Figura 2.10 Contador bidireccional trifásico Metrega MT174 Fuente: Web de Metrega

### 2.5- NORMATIVA

A lo largo de la memoria descriptiva se ha ido nombrando un conjunto de normas, leyes, reales decretos que se volverá a especificar en su conjunto a continuación para poder tener una visión más global de los mismos.

- Directiva Europea 2006/95/CE sobre el material eléctrico usado en baja tensión
- Directiva Europea 2004/108/CE sobre compatibilidad electromagnética
- UNE-EN 61215:2006
- UNE-EN 61730:2007 – parte 1 y 2.
- EN 62109-1:2010 y EN 62109-2:2011 ambas sobre la seguridad en convertidores de potencia en sistemas fotovoltaicos.
- EN 61000-6-2:2005 y EN 61000-6-4:2007 sobre emisión en entornos industriales.

- EN 61000-3-12:2005, EN 61000-3-4:1998 y EN 61000-3-11:2010 sobre los límites para, respectivamente, corrientes armónicas en línea públicas, corrientes armónicas en grandes equipos y variaciones de tensión.
- CTE DB SE-AR y NTE sobre los requerimientos de trabajo de estructuras para campos fotovoltaicos.
- ITC-BT-21 sobre instalación de tubos de protección.
- ITC-BT-18 sobre tomas de tierra
- RD 1668/2000 que marca las condiciones a cumplir respecto a la instalación de protecciones.
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión

Además en lo referente a las políticas de empresa, más allá de la normativa meramente pertinente al diseño de la instalación, se ha buscado empresas que cumplan las siguientes normas sobre gestión energética:

- ISO 9001 que certifica la gestión de la calidad.
- ISO 14001 que certifica una correcta gestión ambiental de la empresa.
- OHSAS 18001:2007 y UNE 166002:2006 sobre la seguridad en el trabajo y el desempeño, desarrollo y gestión del I+D+i respectivamente

### **3. CÁLCULOS.**

En el siguiente apartado se procederá a plasmar todos los cálculos técnicos que se han empleado para el dimensionado de los distintos elementos de la instalación.

### 3.1- DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

En este apartado se desarrollarán los cálculos efectuados para discernir el número de módulos empleados en la instalación y en qué disposición se distribuirán los mismos. Al disponer de una cubierta de hasta 800m<sup>2</sup> (aunque se toma como zona de ubicación la mitad de la misma,) en la que instalar los paneles se decide a instalar 30kW fotovoltaicos. Aclarar que, previa información del Ilmo. Ayuntamiento de Benicarló, el colegio está alimentado directamente por tres fases más neutro. La potencia que dispone el colegio depende del período horario correspondiente al tener contratada una tarifa con discriminación horaria en tres períodos (punta, valle y llano) siendo las potencias contratadas por periodos de 30,35 y 95kW respectivamente.

Se decide instalar 30kW, pudiendo abastecer el funcionamiento normal de los edificios escolares aportando la red la potencia extra que permita sufragar los picos de consumo y evitando así el pago de peajes de inyección que afectarían negativamente al retorno de la inversión.

Por tanto, la elección de los 30kW como potencia fotovoltaica a instalar está marcada por un lado por las dimensiones de la cubierta en que se va a ubicar. Conocidas las dimensiones de los paneles (2 m<sup>2</sup> por panel) y, tomando las distancias entre strings que han sido calculadas más adelante e iguales a 4,5 metros se puede afirmar que en este espacio de cubierta podría incluirse hasta un máximo de 50kWp ampliando 200 m<sup>2</sup> la zona de ubicación de los paneles hasta las proximidades de los elementos propios de la instalación de climatización. Sin embargo y, por otro lado, 30kW resultarán suficientes para sufragar una parte del consumo eléctrico del colegio a lo largo del año no requiriendo menores potencias a lo largo del mismo. Si, además, se estudia los consumos intradiarios, al tratarse este colegio de un lugar no solo dedicado al estudio sino también realizando la función de escuela de verano y centro de actividades deportivas durante la mayoría de fines de semana se asegura que la producción en las horas de máxima generación de energía fotovoltaica estará por debajo de la energía total requerida por el colegio no generando excedentes. Así, buscando un compromiso entre la reducción de emisiones, la no generación de excedente energético, el coste de la instalación y la energía aportada se decide instalar 30kW en una zona de la cubierta equivalente a 400 m<sup>2</sup> de superficie tal y como se comprobará en el plano de distribución del campo fotovoltaico.

Más adelante se podrá comprobar cómo, además, la energía mensual generada por la instalación queda por debajo de la demandada para cada mes en el colegio.

También hay que tener en cuenta que la máxima generación de energía fotovoltaica se produce en los días de verano junto a un período punta, no siendo así en invierno. La posibilidad de disponer de mecanismos más sofisticados de análisis *in situ* podría haber ofrecido un mejor ajuste del cálculo de potencia instalada para garantizar con total seguridad la no generación de excedentes. De todas formas, tal y como se adelanta en el anterior párrafo, sabiendo que la producción de la instalación queda por debajo de la demanda eléctrica del colegio a nivel mensual y, conociendo los horarios de éste, funcionando como

escuela de verano y centro de actividades deportivas y extraescolares se puede suponer que no existirán excedentes en el marco intradiario.

A continuación se procederá al dimensionado del inversor trifásico, cálculo de vital importancia ya que éstos nos marcan la potencia máxima de entrada, potencia que no se deberá superar para garantizar el correcto funcionamiento de la instalación.

### 3.1-1. DIMENSIONADO DEL GENERADOR

#### 3.1-1.1- NÚMERO TOTAL DE PANELES FOTOVOLTAICOS Y DISTRIBUCIÓN DEL CAMPO.

Partiendo de la máxima de que todos los módulos de la instalación son del mismo modelo se detallará a continuación los parámetros más relevantes de dicho modelo así como los parámetros más importantes del inversor fotovoltaico.

MÓDULO	INVERSOR
A-300P GSE	FS0030_T
$P_{MOD-MPP-STC}=300W$	$P_{AC-MAX}=30kW$
$V_{MOD-MPP-STC}= 36,74V$	RENDIMIENTO MÁXIMO = 96%
$V_{MOD-OC-STC} = 45,09V$	$P_{DC-MAX}=36kW$
$I_{MOD-MPP-STC}= 8,17A$	$V_{MPPT-MIN}=450V$
$I_{MOD-SC-STC} = 8,72A$	$V_{MPPT-MAX}=820V$
$B_V=-0,135V/^{\circ}C$	$V_{DC-MAX}=900V (STC)$
$\alpha_{I}= 6,1Ma/^{\circ}C$	$I_{DC-MAX}=77A$

Se debe tomar los valores de temperatura mínima y máxima de forma conservadora. Por lo que se asume una  $T_{MIN}=-10^{\circ}$  una  $T_{AMB-MAX}=40^{\circ}$  ambas 3 grados por debajo y por encima de las medias máximas<sup>[11]</sup> con una irradiancia máxima de  $G_{MAX}=1kW/m^2$

Por ello:

$$T_{max} = T_{amb. max} + G_{max} * \frac{NOTC - 20^{\circ}}{0,8} = 40 + 1 * \frac{47 - 20}{0,8 \frac{kW}{m^2}} = 73,75^{\circ}C \quad (3.1)$$

$$\begin{aligned} V_{mod. oc}(G_{stc}, T_{min}) &= V_{mod. oc. stc} + \beta v * (T_{min} - 25^{\circ}C) \\ &= 45,09 - 0,135 * (-10^{\circ} - 25^{\circ}) = 49,815V \quad (3.2) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} V_{mod. mpp}(G_{stc}, T_{max}) &= V_{mod. mp. stc} + \beta v * (T_{max} - 25^{\circ}) \\ &= 36,74 - 0,135 * (73,75^{\circ} - 25^{\circ}) = 30,16V \quad (3.3) \end{aligned}$$

Hace falta aclarar que se ha considerado un factor de dimensionamiento del inversor de  $F_s=1$  al estar situados en latitudes típicas del sur de Europa.

Las fórmulas anteriores han sido usadas para calcular la tensión máxima en el campo fotovoltaico, esta se produce en circuito abierto, en el momento de mayor irradiancia y menor temperatura posible. A través de este dato se puede calcular el número máximo de módulos conectables en serie.

Por otro lado, la tensión mínima del campo se obtiene para la máxima temperatura que pueda darse. Nos marca el valor mínimo de módulos a instalar en serie.

A continuación se deducirán dichos valores

$$N_{mod} = N_s * N_p \geq \frac{P_{gfv.mpp.stc}}{P_{mod.mpp.stc}} = \frac{30 * 10^3}{300} = 100 \text{ módulos} \quad (3.4)$$

$$N_{s.min} = \frac{V_{mppt.min}}{V_{mod.mpp}(G_{stc}, T_{max})} = \frac{450}{30,16} = 14,9 \quad (3.5)$$

$$N_{s.max} = \frac{V_{dc.max}}{V_{mod.oc}(G_{stc}, T_{min})} = \frac{900}{49,815} = 18 \quad (3.6)$$

$$\frac{N_{mod}}{N_s} = \frac{100}{15} = 6,7 \leq N_p \leq \frac{I_{dc.max}}{I_{mod.sc}(T_{max})} = \frac{77}{9,02} = 8,53 \quad (3.7)$$

Tras dichos cálculos se decide emplear 6 agrupaciones en paralelo de 17 módulos conectados en serie.

PMOD (W)	Ns	Np	NP	N-MOD	P-GFV	VGfV-MPP-STC	VGfV-MPP-MIN	VGfV-OC-MAX	IGfV-MAX
300	15	6,7	7	105	31500	550,7955936	452,4	747,225	63,14
300	16	6,25	7	112	33600	587,5152999	482,56	797,04	63,14
300	17	5,88	6	102	30600	624,2350061	512,72	846,855	54,12
300	18	5,55	6	108	32400	660,9547124	542,88	896,67	54,12

Tabla 3.1. Parámetros del campo fotovoltaico para la distribución óptima.

Por tanto nuestro campo fotovoltaico se dividirá en 6 ramales en paralelo formados cada uno por 17 paneles en serie que llegarán a una potencia de 5,1kWp siendo de 30,6kWp el total de la instalación.

### 3.1-1.2- AJUSTE DE LA POTENCIA OBTENIDA

Tal y como se ha explicado en el anterior apartado, se ha sobredimensionado ligeramente el generador fotovoltaico. Con la distribución óptima obtenida de 17x6 resulta un total de módulos de 102 por lo que la potencia generada asciende a 30,6 kWp. Ello no es un problema debido a que el inversor puede admitir hasta una entrada de 36kWp.

Por otro lado no será motivo de preocupación el superar este valor ya que se encuentra ligeramente lejano a la potencia de entrada del inversor.

También cabe reseñar que al tratarse de una instalación de potencia de entrada superior a 5kW, por ley, se deberá realizar la acometida a red en trifásica (RD 1663/2000)

### 3.1-2. DIMENSIONADO DEL INVERSOR

Tal y como se ha calculado en la Excel que se muestra en el apartado referente a la distribución del campo solar se ha conseguido un acoplamiento correcto entre el generador fotovoltaico y el inversor ya que:

- La máxima tensión del campo fotovoltaico es menor que  $V_{DC-MAX}=900V$

$$V_{gfv.oc.max} = N_s * V_{mod.oc}(G_{stc}, T_{min}) = 846,86V \quad (3.8)$$

- La mínima tensión del campo fotovoltaico es mayor que  $V_{MPPT-MIN}=450V$

$$V_{gfv.mpp.min} = N_s * V_{mod.mpp}(G_{stc}, T_{max}) = 512,72V \quad (3.9)$$

- La máxima corriente del campo fotovoltaico es inferior a  $I_{DC-MAX}=77A$

$$I_{gfv.max} = N_p * I_{mod.sc.stc} + \alpha_I(T_{max} - 25^\circ) = 54,12A \quad (3.10)$$

### 3.1-3. DISTANCIA ENTRE PANELES

El Pliego de Condiciones Técnicas para IFCR del IDAE establece:

“La distancia  $d$ , medida sobre la horizontal, entre filas de módulos o entre una fila y un obstáculo de altura  $h$  que pueda proyectar sombras, se recomienda que si tal que se garanticen al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno. En cualquier caso,  $d$  ha de ser como mínimo igual a  $hk$ , siendo  $k$  un factor adimensional al que, en este caso se le asigna el valor  $1/\tan(61^\circ - \text{latitud})$ ”<sup>[12]</sup>

$$d \geq h * k = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} \quad (3.11)$$

Localidad: Benicarló

Latitud: 40° 25' 8" N - Longitud: 0° 25' 26" E

Luego:

$$d \geq \frac{1,995 * \cos(30)}{\tan(61^\circ - 40^\circ)} = 4,5m$$

### 3.1-4. ORIENTACIÓN DE LOS PANELES

En las instalaciones situadas en el hemisferio norte la orientación ideal es hacia el sur al maximizar así la radiación que reciben.

La instalación, además, está orientada hacia el sur con una cubierta de dimensiones suficientes que ya se han detallado que permitirá colocar los paneles seleccionados con plena orientación al sur.

### 3.1-5. INCLINACIÓN DE LOS PANELES

La inclinación óptima de los módulos fotovoltaicos es aquella para la que se obtiene la mayor perpendicularidad posible de los rayos solares sobre la superficie del panel.

La fórmula que rige la inclinación óptima es:

$$\beta = 3,7 + 0,69 * |\text{latitud}| = 3,7 + 0,69 * 40 = 31,3^\circ \quad (3.12)$$

Para facilitar el montaje se inclinarán todos los paneles a  $30^\circ$  sobre la horizontal del plano de cubierta con orientación sur tal y como se decía en el apartado anterior.

En nuestro caso se trabaja con una cubierta plana por lo que se requiere de un soporte para los paneles que nos permita conseguir esta inclinación deseada de  $30^\circ$

La solución seleccionada para tal efecto es la estructura inclinada de Enersol, adaptable a todos los tipos de módulos indistintamente de su tamaño y de inclinación regulable a la necesitada. Según el fabricante, además, cumple con toda las normas de seguridad en soportes, cuerpo y anclaje, teniendo reconocido la empresa el sello con la ISO 9001

### 3.2- DISEÑO Y DIMENSIONADO DEL CABLEADO

Previamente al dimensionado del cableado de la instalación se ha debido estudiar con detenimiento la normativa vigente con lo indicado por el REBT con las normas UNE así como lo indicado por AENOR <sup>[13]</sup>.

Los criterios empleados para realizar dicho dimensionado serán los criterios de corriente máxima y de caída de tensión máxima. Dichos criterios deberán ser aplicados en los tramos correspondientes a la conexión entre los strings, entre los strings hasta el cuadro de conexión de CC, de ahí al inversor y, finalmente, del inversor al cuadro de protección de CA y el CT.

El primer tramo (hasta el inversor) será el cableado funcional de corriente continua, el segundo tramo (desde el inversor) es el cableado funcional de corriente alterna.

Con los criterios nombrados anteriormente se podrá discernir tanto los tipos de cable, como la sección de los mismos, tomando siempre el más restrictivo de los criterios

- Criterio de corriente máxima admisible por el cable:  $>125\% I_{MAX}$  según ITC-BT40 y UNE 20460-7-712

- Caída de tensión máxima admisible:  $<1,5\%$  según ITC-BT40

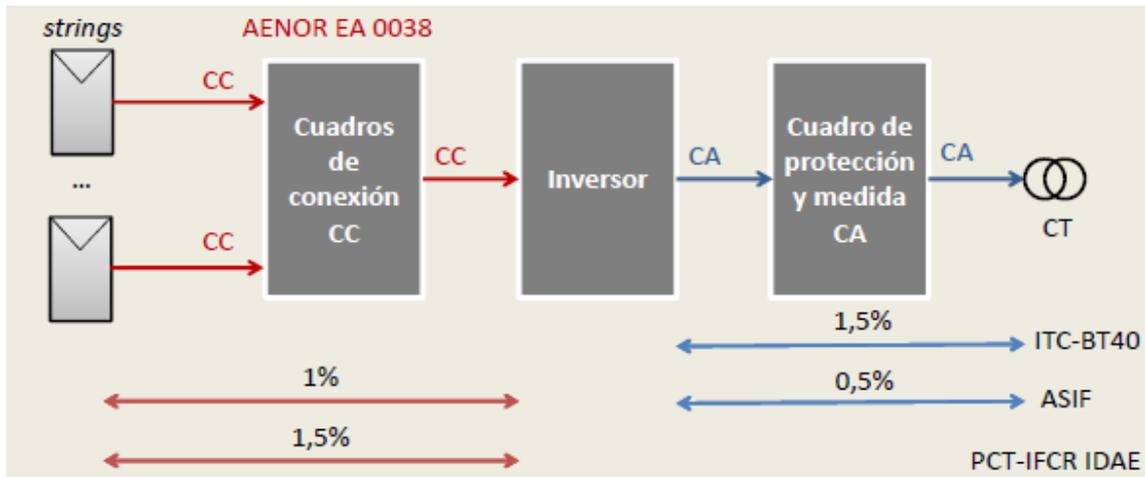


Figura 3.1 Distribución de las caídas de tensión en la instalación fotovoltaica. Fuente: Energía fotovoltaica y electrónica de potencia DIE ETSII-UPV.

El tipo de cable con el que se trabajará será unipolar flexible en todos los casos salvo que se indique lo contrario y, además, el cableado se efectuará al aire, sobre la cubierta, anclado de forma eficaz para evitar tanto tropiezos como fuerzas innecesarias que pudieran dañar el mismo.

### 3.2-1. DIMENSIONADO DEL CABLEADO DE CORRIENTE CONTINUA

Tal y como se ha indicado en el apartado anterior se aplicarán los criterios de intensidad máxima admisible por cable y de caída de tensión máxima admisible.

Por el primero de los dos criterios y, primero en los strings y a continuación entre los strings al inversor se tiene:

$$I_{CAB-STRINGS} \geq 1,25 * I_{MOD-SC-STC} = 1,25 * 8,72 = 10,9A \quad (3.12)$$

En la tabla realizada por AENERO AE 0038 puede verse que con un cable solar de los de menor sección (1,5 mm<sup>2</sup>) se acepta hasta una intensidad de 30A a 60º, siendo ya un valor sustancialmente superior al calculado ahora mismo.

$$I_{CAB-CC-I} \geq 1,25 * Np * I_{MOD-SC-STC} = 1,25 * 6 * 8,72 = 65,4A \quad (3.13)$$

En la tabla A.52-1 bis, según la UNE 20460-5-523, se encuentra que con los cables de 10 mm<sup>2</sup> al aire se soportan 80A, si se quiere ser más conservadores se seleccionará los cables de 16 mm<sup>2</sup> que admiten hasta 107A.

Aplicando el siguiente criterio y, pese a que la ITC-BT40 nos marca un límite de <1,5% se seguirá el criterio del ASIF, más restrictivos, que acepta una caída de tensión máxima de los cables de corriente continua del 1% repartida entre los cables que van de los módulos hasta el cuadro de conexión de corriente continua y de éste hasta el inversor (0,75% en los strings y 0,25% del cuadro de conexión al inversor)

$$S_{STRING} \geq \frac{2 * L_{STRING} * I_{MOD-MPP-STC}}{\frac{\Delta V_{STRING}(\%)}{100} * \sigma(T_{MAX}) * N_S * V_{MOD-MPP-STC}} = \frac{2 * 35 * 8,17}{\frac{0,75}{100} * 44 * 17 * 36,74} = 2,77 \text{ mm}^2 \quad (3.14)$$

Se ha tomado una longitud conservadora de string (35m) para garantizar que los cables no irán tensados ni se sometan a esfuerzos innecesarios deduciéndola de la distancia máxima del panel más alejado a la armario de corriente continua (6 filas \* 5m entre filas + 5m de bondad), según esto, se usará cables de sección de 4mm<sup>2</sup> para reducir las pérdidas.

$$S_{CC-I} \geq \frac{2 * L_{CC-I} * N_p * I_{MOD-MPP-STC}}{\frac{\Delta V_{CC-I}(\%)}{100} * \sigma(T_{MAX}) * N_S * V_{MOD-MPP-STC}} = \frac{2 * 6 * 2 * 8,17}{\frac{0,25}{100} * 44 * 17 * 36,74} = 2,85 \text{ mm}^2 \quad (3.15)$$

Según este cálculo bastaría con un cable de 4 mm<sup>2</sup> para satisfacer el criterio pero leyendo con detenimiento la norma ITC-BT-07 del REBT esta nos marca un valor mínimo de 6 mm<sup>2</sup> aun siendo satisfactoria otra sección inferior según el criterio adoptado, consultando con el ayuntamiento se informa de que no existe normativa municipal que obligue a enterrar el cableado según lo indicado por el ITC-BT-07 por lo que se mantiene la sección de 4mm<sup>2</sup>

Del mismo modo que en la conexión correspondiente a los strings, se seleccionan los cables de 6 mm<sup>2</sup> (cabe recordar que eran cables unipolares de Polietileno Reticulado XLEP) resultando en una intensidad admisible de hasta 72A.

Una vez se ha empleado los dos criterios habrá que quedarse con aquél que sea más restrictivo y, por tanto, nos ofrezca un margen de seguridad mayor en la instalación.

Por tanto, se implementarán en las conexiones en los strings cables unipolares de 4 mm<sup>2</sup> y en la conexión entre el cuadro de continua y el inversor cables unipolares de 10 mm<sup>2</sup>

### 3.2-2. DIMENSIONADO DEL CABLEADO DE CORRIENTE ALTERNA

La intensidad máxima de los cables de CA se debe determinar según la norma UNE 20460-5-523, además, aunque las caídas de tensión no serán puramente resistivas como en el caso de la corriente continua se van a considerar igual al tratarse de distancias cortas en baja tensión.

Por ello, según el criterio de intensidad máxima admisible se tiene:

$$I_{CAB-CA} \geq 1,25 * I_{g-RMS-N} = 1,25 * 77 = 96,25A \quad (3.16)$$

Yendo a la tabla A52-1bis de la norma UNE 20460-5-523 se comprueba como con una sección de 25 mm<sup>2</sup> se puede admitir hasta 116A con los cables XLEP3.

Con el criterio de caída de tensión máxima, adoptando un cosφ=1 y una ΔV<sub>CA</sub> (%) ≤1,5%

$$S_{CA-3f} \geq \frac{\sqrt{3} * L_{CA} * I_{g-RMS-N} * \cos\phi}{\frac{\Delta V_{CA}(\%)}{100} * \sigma(T_{MAX}) * V_{g-ff}} = \frac{\sqrt{3} * 10 * 77}{\frac{0,75}{100} * 44 * 400} = 10 \text{ mm}^2 \quad (3.17)$$

Por consiguiente, amparándonos al criterio más restrictivo, esta parte de la instalación la formarán tres cables de 25mm<sup>2</sup> unipolares sin conexión neutro más la puesta a tierra obligatoria según e ITC-BT-18.

### 3.3- PROTECCIONES

Según lo indicado por la norma IEC 60269 la instalación deberá contar con una serie de elementos protectores de obligado montaje así como de otros elementos cuya instalación será recomendada. De la misma forma que con el cableado, se va a dividir el estudio de la instalación de las protecciones en dos etapas; las del lado de corriente continua y las del lado de corriente alterno.

#### 3.3-1. PROTECCIONES EN CORRIENTE CONTINUA

En esta zona de la instalación los elementos protectores que aparecerán serán:

- Diodos de aso en los strings que, de todas formas, ya suelen venir dados por el fabricante de los módulos.
- Fusibles de protección contra sobrecargas en los strings, la Norma nos indica que deben ser del tipo gPV
- Surge Protection Devices (SPD), estos son los elementos que protegerán a la instalación de sobretensiones.
- Interruptores seccionadores en cada string y cuadro de conexión. Este elemento es clave para garantizar el mantenimiento y reparación de la instalación fotovoltaica.
- Puestas a tierra en todos los elementos metálicos de la instalación; desde los módulos a las cajas de conexión.

##### 3.3-1.1- DIMENSIONAMIENTO DE LOS FUSIBLES

Existirá dos tipos de fusibles distintos en la zona de corriente continua, habrá fusibles de protección de strings y fusibles de protección del campo fotovoltaico. En caso de que los primeros no viniesen dados por el fabricante se deberá seleccionar de la siguiente forma <sup>[14]</sup>

$$I_{MOD-MAX-INVERSA} \geq I_{FUSIBLE-n} \geq I_{MOD-MPP-STC} \quad (3.18)$$

$$V_{FUSIBLE-n} \geq 1,2 * V_{GFV-OC} \quad (3.19)$$

Por ello, se tomarán fusibles del tipo 10x38 gPV que abarca una protección de hasta 32A, aceptando una tensión muy superior a la marcada por la ecuación de la Norma.

Los fusibles de protección del campo fotovoltaico vendrán seleccionados en cumplimiento con las siguientes ecuaciones.

$$I_{FUSIBLE-n} \geq I_{GFV-M-STC} = Np * I_{MOD-MPP-STC} \quad (3.20)$$

$$V_{FUSIBLE-n} \geq 1,2 * V_{GFV-OC} \quad (3.21)$$

Según esto, el fusible deberá saltar ante una intensidad superior a los 50A, por ejemplo el modelo NH1 50A.

### 3.3-1.2- SELECCIÓN DEL SPD

Existen tres tipos de SPD distintos dependiendo del tipo de protección frente a sobretensiones que se necesiten <sup>[14]</sup>.

- Tipo 1: Se usan cuando la probabilidad de impacto por parte de un rayo es probable.
- Tipo 2: Su uso está indicado para la protección frente a sobretensiones que no estén producidas por elementos externos, como el impacto de un rayo.
- Tipo 3: Su uso consiste en la protección de los aparatos finales de sobretensiones inducidas.

Se puede acceder a la compra de cuadros de campo que contienen los distintos elementos protectores para cada string para una intensidad determinada. En nuestro caso, con una  $I_{FUSIBLE-n}$  por string mayor a 8,17A se puede usar un cuadro de campo de 1 string 16A 500V que contiene los elementos necesarios para realizar la protección de la parte de corriente continua: portafusibles, seccionadores y OVR PV (protector contra sobretensiones específico).

### 3.3-2. PROTECCIONES EN CORRIENTE ALTERNA

Pese a que ciertas funciones de las indicadas a continuación pueden ser realizadas por el mismo inversor, las medidas de protección en la zona de corriente alterna son <sup>[15]</sup>:

- Elemento de corte general
- Interruptor automático diferencial, encargado de la protección a los usuarios respecto a posibles derivaciones producidas por una toma a tierra en mal estado.
- Interruptor automático que desconectará la instalación en caso de que existiese en la red una tensión o frecuencia perjudicial para la instalación.
- Magnetotérmico que protegerá de sobreintensidades.
- Protecciones de máxima y mínima frecuencia así como de máxima y mínima tensión (realizado por el inversor en la mayoría de los casos)

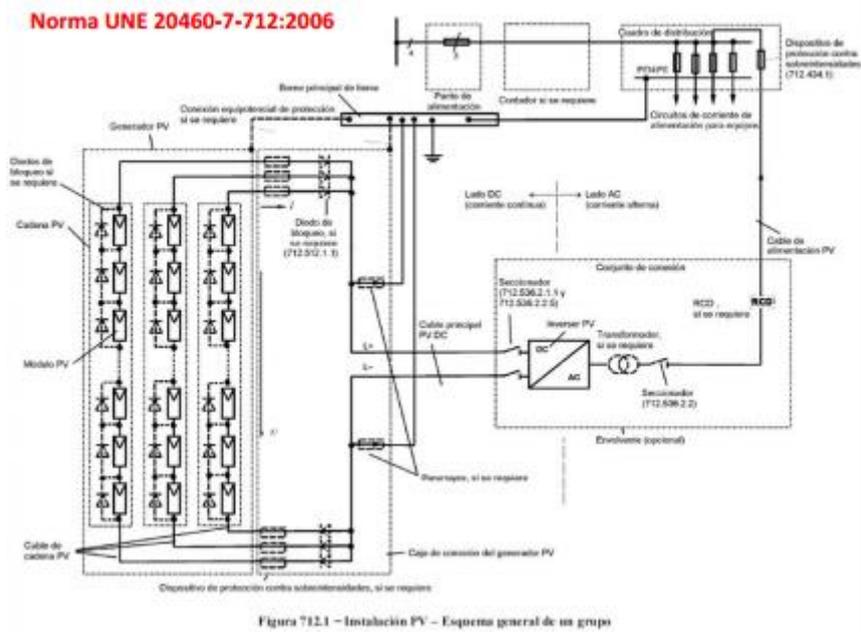


Figura 712.1 – Instalación PV – Esquema general de un grupo

Figura 3.2: Esquema general de un grupo fotovoltaico. Fuente: UNE 20460-7-712:2006

Estos vendrán incluidos en un cuadro de campo de alterna tipo con todos los elementos disponibles

### 3.4- NORMATIVA

De la misma manera que en el apartado correspondiente a la memoria descriptiva se ha indicado al final el conglomerado de norma en que se basa ciertos aspectos del apartado ahora se hará con las normas que han servido para realizar el cálculo de los elementos que forman la instalación.

- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión
- Pliego de Condiciones Técnicas para IFCR del IDEA
- UNE 20460-5-523 para la selección del cableado en función de su intensidad máxima
- ITC-BT-40 y ASIF para el criterio límite de caída de tensión en el cableado.
- ITC-BT-18 para la conexión a tierra obligatoria.
- IEC 60269 sobre los elementos de protección que deben constar en la instalación.
- UNE 20460-7-712:2006 que indica el esquema elemental en cuanto a protecciones de una instalación fotovoltaica.

#### **4. ESTUDIO ENERGÉTICO Y ECONÓMICO.**

#### 4.1- OBTENCIÓN DE LA ENERGÍA GENERADA

Primeramente cabe destacar que se ha usado el software PVsyst en una versión gratuita de libre distribución que ofrece la posibilidad de desarrollar un básico análisis de viabilidad de forma orientativa, ofreciendo un orden de magnitud de lo que se va a invertir en la instalación fotovoltaica así como un valor fiable de energía anual producida que se va a obtener en la instalación.

Para el uso de dicho software y al no tener posibilidad de introducir los datos de radiación global directa, difusa y temperatura medias para el lugar de ubicación de la instalación (Benicarló) al tratarse de una versión gratuita y, por tanto, limitada en ciertos aspectos, se ha procedido a la comparación entre los lugares que se ofrece como más cercanos.

A través del Atlas de la Radiación Solar en España <sup>[16]</sup>, donde se recoge, entre otras muchas cosas, las radiaciones medias de las provincias españolas. Puede apreciarse que la diferencia entre la provincia de Castellón y la de Valencia (aunque distintas) no muestran diferencias sustanciales que puedan afectar realmente al orden de magnitud de megavatios en el que se trabajará.

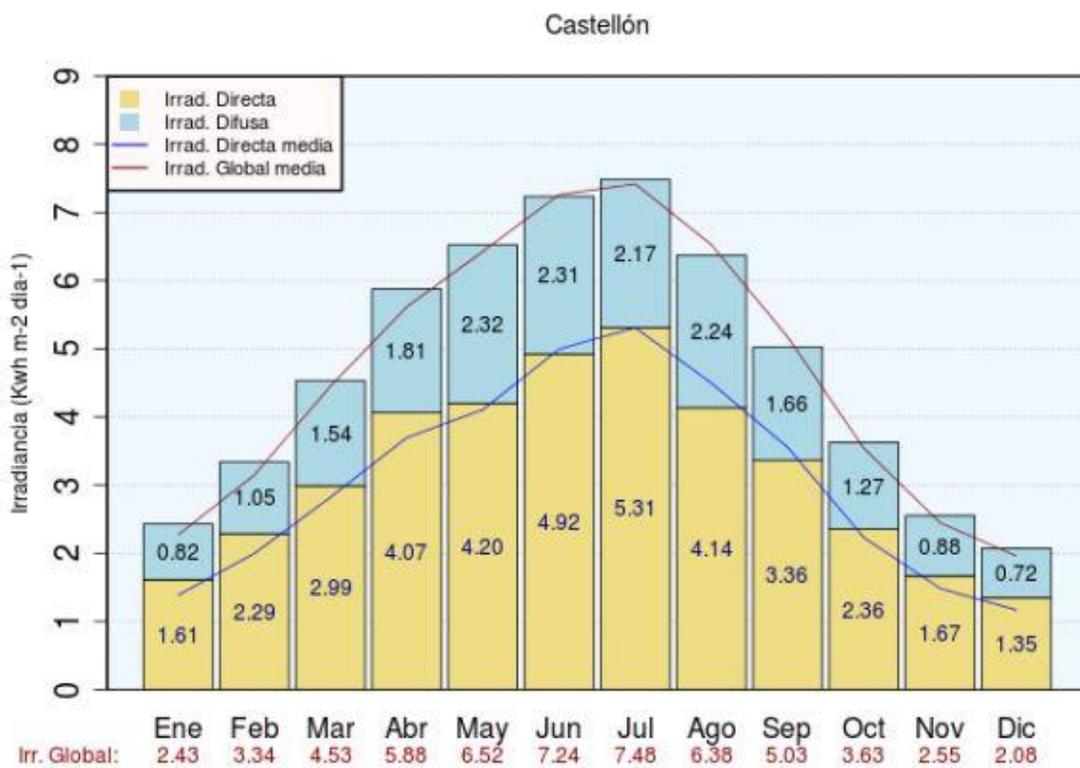


Figura 4.1: Radiación media para la provincia de Castellón.

Fuente: Atlas de la Radiación Solar en España, AEMET

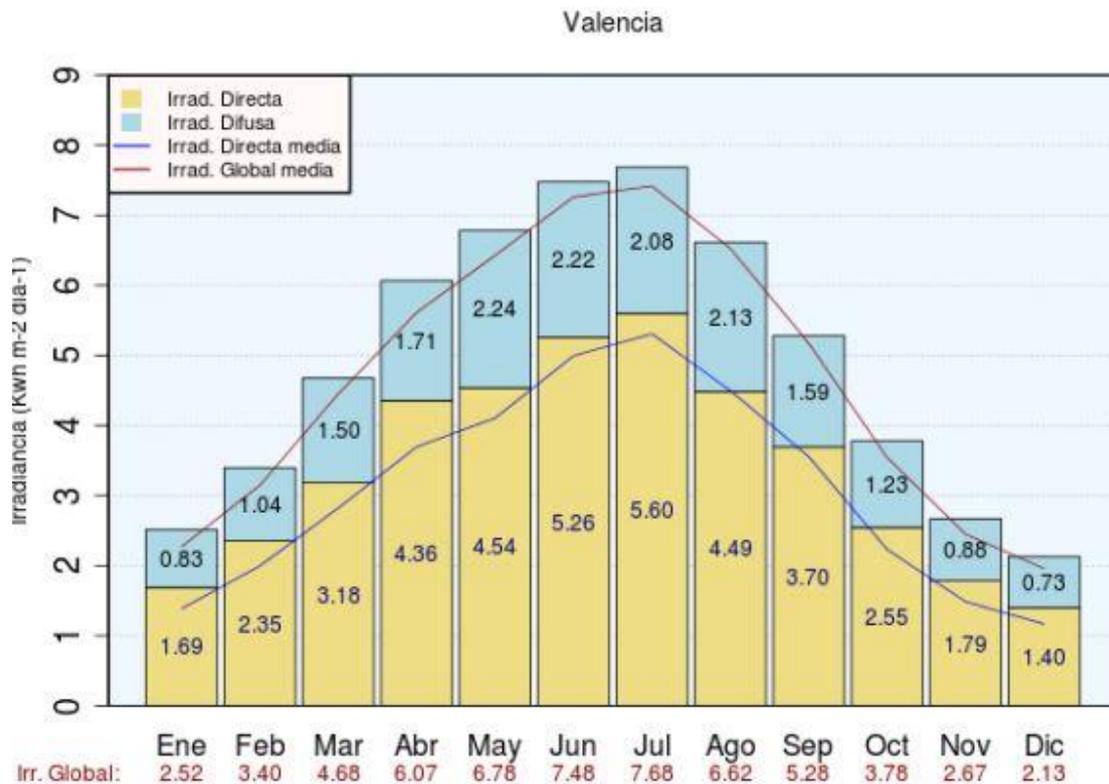


Figura 4.2: Radiación media para la provincia de Valencia.

Fuente: Atlas de la Radiación Solar en España, AEMET.

Comprobando pues que las diferencias no serán determinantes a la hora de hacer este estudio se decide tomar los datos de la estación climatológica de Valencia.

Site: Valencia (Spain)				
Data source: MeteoNorm 7.1 station				
	Global Irrad.	Diffuse	Temper.	Wind Vel.
	kWh/m².mth	kWh/m².mth	°C	m/s
January	66.9	29.3	10.0	3.20
February	90.7	35.7	10.9	3.10
March	134.6	55.5	13.8	3.40
April	166.3	68.6	15.5	3.49
May	188.1	77.7	19.1	2.81
June	202.3	74.9	23.3	2.91
July	209.0	83.0	26.0	3.00
August	178.5	73.1	26.1	2.89
September	136.8	60.1	22.6	2.80
October	110.1	45.6	19.1	2.80
November	71.3	29.8	13.5	2.99
December	59.5	27.2	10.8	3.20
<b>Year</b>	<b>1614.1</b>	<b>660.5</b>	<b>17.6</b>	<b>3.0</b>

**Required Data**

Horizontal global irradiation

Average Ext. Temperature

**Extra data**

Horizontal diffuse irradiation

Wind velocity

**Irradiation units**

kWh/m².day

kWh/m².mth

MJ/m².day

MJ/m².mth

W/m²

Clearness Index Kt

Figura 4.3. Datos meteorológicos y de radiación en Valencia ciudad Fuente: PVsyst

Una vez seleccionada la ubicación, se pasa a indicar las características básicas de la instalación. Éstas deben ser: la inclinación de los módulos, el azimut, y, o bien la potencia que se va a instalar o la superficie de instalación disponible.

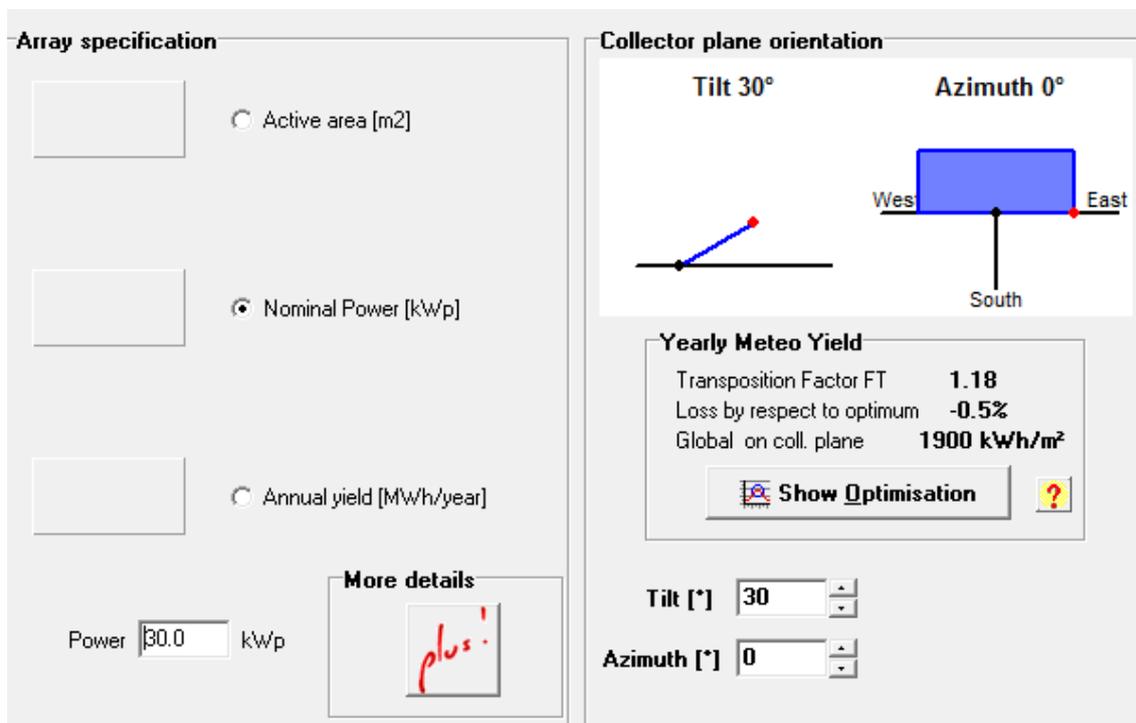


Figura 4.4 Selección de parámetro de referencia e inclinación del campo fotovoltaico.

Fuente: PVsyst

A continuación, y tras especificar que la tecnología de nuestros paneles es la del silicio policristalino y que no existe un sistema de refrigeración específico tras los paneles se procede a observar los resultados que ofrece el programa, mostrados a continuación.

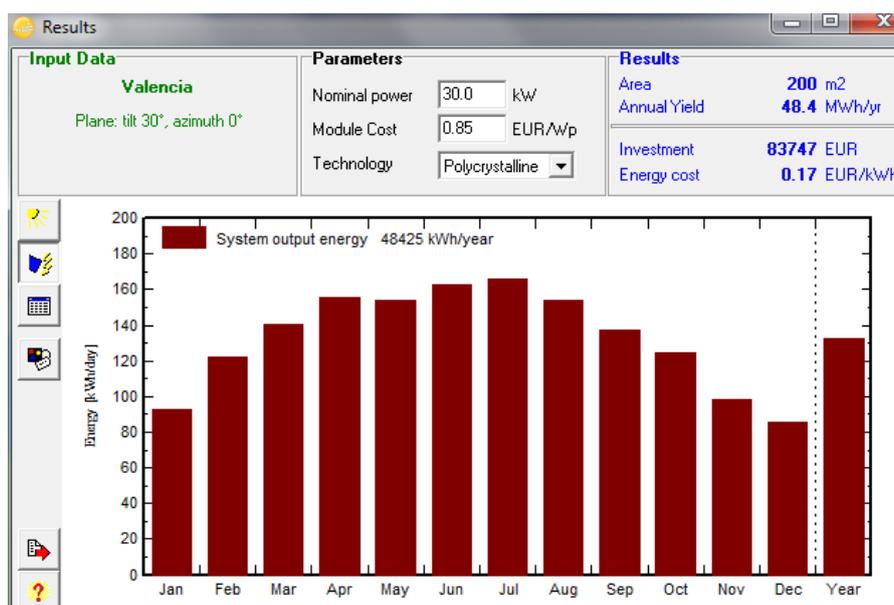


Figura 4.5 Conclusiones del programa respecto a la energía anual generada. Fuente: PVsyst

	Gl. horiz. kWh/m <sup>2</sup> .day	Coll. Plane kWh/m <sup>2</sup> .day	System output kWh/day	System output kWh
Jan.	2.16	3.62	92.31	2862
Feb.	3.24	4.78	121.8	3409
Mar.	4.34	5.50	140.2	4348
Apr.	5.54	6.10	155.4	4662
May	6.07	6.03	153.6	4762
June	6.74	6.40	163.1	4892
July	6.74	6.51	165.8	5139
Aug.	5.76	6.03	153.7	4766
Sep.	4.56	5.40	137.6	4127
Oct.	3.55	4.90	124.8	3869
Nov.	2.38	3.85	98.10	2943
Dec.	1.92	3.35	85.37	2647
Year	4.42	5.21	132.7	48425

Tabla 4.1 Extracto por meses de la energía producida. Fuente: PVsyst

También permite tener una idea del desglose del presupuesto aproximado necesario,

**Economic gross evaluation (excluding taxes and subsidies)**

Module cost	25500 EUR
Supports cost	20800 EUR
Inverter and wiring	6000 EUR
Transport/Mounting	31447 EUR
<b>Total investment</b>	<b>83747 EUR</b>
Annuities	6720 EUR/yr
Maintenance costs	1677 EUR/yr
<b>Total Yearly cost</b>	<b>8397 EUR/yr</b>
<b>Energy cost</b>	<b>0.17 EUR/kWh</b>

These values should only be considered as an order of magnitude. More precise evaluations will be available with detailed simulation.

**Currency**

Europa - EURO EUR ▾

[Rates](#)

**Loan**

Duration  years

Rate  %

Ann. factor : 0.080

Figura 4.6 Aproximación al retorno de la inversión y presupuesto. Fuente: PVsyst

#### 4.2- BALANCE ECONÓMICO

Pese a que en el punto anterior el programa ya nos ofrecía un orden de magnitud respecto a la inversión a realizar, cabe ser más concretos y realistas a la hora de realizar el presupuesto y el balance económico de la instalación ya que de la exactitud de éste dependerá el realismo de resultados tales como el VAN o el TIR así como el período de retorno de la instalación.

Primeramente se deberá realizar un presupuesto fiable del diseño e instalación del sistema fotovoltaico.

Aspectos a tener en cuenta al calcular la inversión necesaria (presupuesto) serán:

-El coste de los módulos fotovoltaicos que, tal y como se indicara con anterioridad, se trata de módulos A-300P GSE distribuidos por Atersa.

-El coste del inversor. Éste será uno de los elementos más caros de la instalación junto al total de los módulos fotovoltaicos. Como también se citó con anterioridad, el modelo de inversor escogido es el FS0030\_T

-Estructura. Al tratarse de una cubierta plana se ha indicado la necesidad de instalar una estructura metálica que permita maximizar la radiación incidente sobre los paneles. La estructura escogida se trataba de la inclinada adaptable distribuida por Enersol.

-Cableados. Tanto en el lado de corriente continua como en el de alterna se deberá especificar el coste por metros dependiendo de la sección dimensionada en anteriores apartados.

-Protecciones. Coste del conjunto de protecciones, tanto del lado de continua como del de alterna.

-Obra de acometida. Además de los elementos necesarios para formar la instalación fotovoltaica se requerirá también una habilitación de la zona para poder conectar la instalación a la red eléctrica.

Al realizarse todo el montaje sobre una cubierta plana, a nivel, accesible, y sin objetos que interfieran en el desarrollo de la instalación no se requerirá ningún tipo de obra civil para la habilitación de la misma.

A continuación se mostrará el desglose detallado y completo del presupuesto necesario a invertir para la realización de la instalación

ELEMENTO	PRECIO UD	UDS	COSTE TOTAL
PANELES FOTOVOLTAICOS	310	102	31620
INVERSOR	19180	1	19180
ESTRUCTURA	689,84	6	4139,04
CABLEADO 4mm2 (€/m)	1,4	110	154
CABLEADO 10mm2 (€/m)	1,7	135	229,5
CABLEADO 25mm2 (€/m)	4,28	30	128,4
FUSIBLE 10x38 gPV 10 <sup>a</sup>	4,2	6	25,2
PORTAFUSIBLE	2,1	6	12,6
SPD	58,32	7	408,24
FUSIBLE NH1 50 <sup>a</sup>	69,8	3	209,4
PORTAFUSBLE	2,1	3	6,3
DIFERENCIAL+MAGNETOTÉRMICO	82,64	1	82,64
INTERRUPTOR STRING	5,7	6	34,2
INTERRUPTOR CC	8,1	1	8,1
INTERRUPTOR CA	12,5	1	12,5
ARMARIO CC	100	1	100
ARMARIO CA	100	1	100

CONTADOR DOBLE SENTIDO	150	1	150
MONTAJE Y ACOMETIDA	2000	1	2000
COSTE PROYECTO	2000	1	2000
			60600,12
		IVA (21%)	12726,03
			<b>73326,15</b>

Tabla 4.2 Presupuesto de la instalación.

La distribución porcentual queda de la siguiente forma:

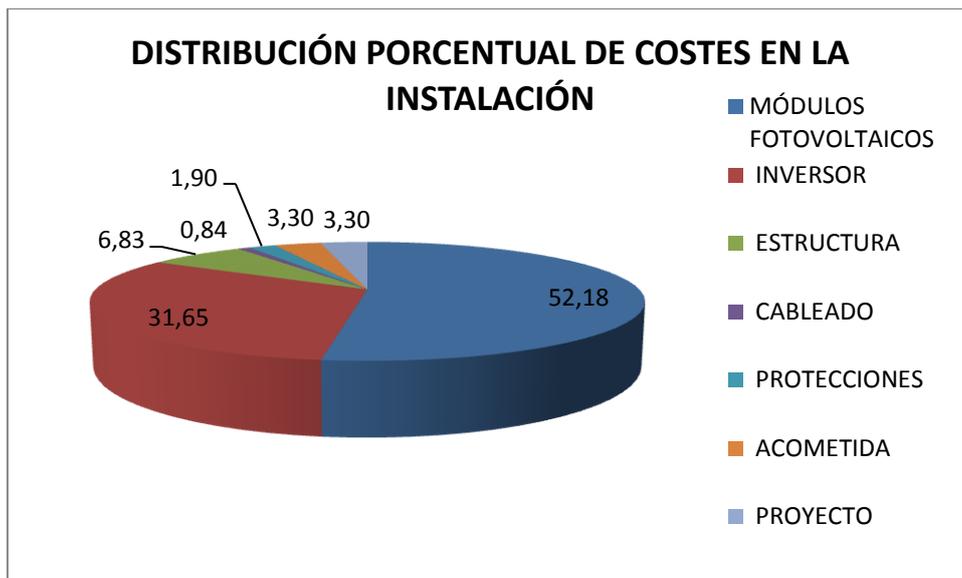


Figura 4.7 Distribución porcentual de costes

Según lo calculado, el coste total de la inversión ascenderá a 73326,15€ valor similar al aproximado por el software PVsyst (83747€) (respecto al orden de magnitud tratado para este tipo de instalaciones).

El siguiente paso consiste en realizar el balance económico de la instalación, esto es proceder al cálculo del VAN (Valor Actualizado Neto) y el TIR (Tasa Interna de Retorno). Con ambos cálculos sobre el papel será posible diagnosticar si el proyecto es, o no, viable.

Primeramente cabe definir el Valor Actualizado Neto.

-VAN: método empleado para calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión [17]. Esto se realiza descontando los flujos de caja futuros al momento actual cuya fórmula es:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_o \quad (4.1)$$

Donde  $V_t$  son los flujos de caja en cada instante  $t$ ,  $I_o$  es la inversión inicial (presupuesto total),  $n$  son los periodos existentes y la  $k$ , o TIR, es el tipo de interés.

Por otro lado, la Tasa Interna de Retorno se define como:

-TIR: de forma se define como el valor de descuento ( $k$ ) que hace cero el VAN, hablando de otra forma, a mayor TIR mayor la rentabilidad de nuestro proyecto <sup>[18]</sup>.

El mayor problema para realizar estas operaciones reside en que, en la actualidad, los ingresos producidos por una misma instalación fotovoltaica son volátiles y dependen de la legislación aplicada en cada momento, ello tendrá una influencia capital en la viabilidad o inviabilidad de un proyecto fotovoltaico.

A continuación se pretende hacer un paseo por la corta historia de la legislación fotovoltaica para ver cómo se procederá a la hora de estimar los posibles beneficios.

### 4.3- LEGISLACIÓN ESPAÑOLA

La información del siguiente apartado, donde se recogen y se explican las distintas leyes que han legislado el sector fotovoltaico hasta nuestros tiempos, ha sido extraído de la memoria del año 2014 de la UNEF <sup>[19]</sup>.

Las legislaciones que han regulado durante la última década las actividades de las instalaciones fotovoltaicas (así como del resto de fuentes de energía renovables) han evolucionado de un escenario donde este tipo de instalaciones gozaba de una protección administrativa que premiaba e incentivaba el autoconsumo a un panorama que podría tacharse de desolador para el sector, especialmente en el apartado de energía solar (tanto térmica como fotovoltaica), obligando al pago de peajes por acceso a la red eléctrica ya no solo por verter a la misma sino ya incluso por autoconsumir.

La primera vez que se legisló en España la producción energética procedente de fuentes conocidas como régimen especial fue con la Ley 54/97 que complementada con el RD 2818/1998 iniciaba un tímido sistema de primas a este tipo de energías "limpias" aunque de forma aún prematura y de difícil acceso burocráticamente hablando. No será hasta, desde que la Unión Europea se empiecen a marcarse objetivos, que, con la entrada del nuevo milenio, apareciese el Plan de Fomento de las EERR junto al RD 1663/2000 que empezó a dinamizar la instalación de sistemas energéticos de régimen especial. Este primigenio Plan de Fomento aún debería mutar al Plan de Energías Renovables que viene de la mano del RD 436/2004 para captar el interés de los inversores que, gracias a las tarifas que conlleva este Plan, harán crecer exponencialmente la potencia fotovoltaica instalada durante un corto período de tiempo.

En 2007 se produce una nueva vuelta de tuerca con el RD 661/2007 que ofrece la más de atractiva de las primas a la generación fotovoltaico llegando a ofrecer para las instalaciones de baja potencia (<100kW) 0,45€/kW generado siendo el año donde más potencia fotovoltaica es instalada. Tanto es así, que en 2008 se frena el amparo de instalación bajo este real decreto instaurándose uno nuevo, el RD 1578/2008 que cambia la clasificación de los tipos de instalaciones fotovoltaicas, pasa de clasificarlas de por potencias a por lugar de instalación.

Estas tendencia al incentivo y la prima a la producción y (auto)consumo de energía fotovoltaica es frenado ya a principios de esta década con el RD 1/2012 con el que se abre una nueva etapa hasta ese momento desconocida, se pasa del incentivo económico a basar un sistema de retribuciones aún por especificar en aquel año siendo prorrogada la anterior normativa aún

hasta el año 2013 año en que aparecerán hasta tres leyes y dos Reales Decretos convulsionando el marco legislativo sobre las energías de régimen especial y, entre ellas, de la solar fotovoltaica.

Durante el año de 2013 empieza lo que se podría considerar una “campaña del miedo” con la que, con la redacción de los diversos reales decretos y leyes, a falta de su final aprobación se consiguió poner freno a la inversión a título particular en instalaciones para autoconsumo.

El 1 de febrero se aprueba el RDL 2/2013 mediante el cual se sustituye la actualización de las primas en el autoconsumo en función del IPC, a partir de ahora éstas se actualizan a través de un factor nuevo que disminuye las mismas aún más.

El 4 de junio y a través de la Ley 3/2013 se pone punto y final a la vida de la Comisión Nacional de la Energía fusionándola y derivando sus competencias a la nueva Comisión Nacional de Mercados y Competencias (CNMC) organismo títere de las políticas gubernamentales por lo que su función de organismo regulador queda mermada desde su misma creación.

Más tarde, bajo el precepto de garantizar la estabilidad financiera del mercado eléctrico se aprobaría el RDL 9/2013 que cambia completamente el sistema de retribución hasta ahora empleado que cambia incluso la definición esencial de los flujos generados por la instalación. Este RDL no fue aprobado inicialmente, siendo guardado en un cajón. Esto generó gran confusión y frenó de facto la inversión en fotovoltaica por gran parte de la sociedad española.

No conformes aún con la confusión generada durante este año durante el mismo 2013 se redactaría una ley más, la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico. Esta Ley supone un fuerte punto de inflexión en el marco del autoconsumo, reduciendo su ámbito de aplicación, desamparando de las legislaciones anteriores a aquellos consumidores que en los último años habían apostado por el autoconsumo y ratificando el sistema retributivo del RDL 9/2013 obligando al autoconsumidor a pagar un peaje extraordinario incluso por la energía generada que no salga de su propiedad. De forma más didáctica se podría decir que se está pagando por la energía de menos que se consumen.

Finalmente, con el RD 413/2014 y la Orden IET/1045/2014, se empieza a regular la producción a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos y se establecen hasta 1400 instalaciones tipo para saber a qué parámetro retributivo debe ampararse cada productor-consumidor.

Dicho Real Decreto y Orden quedarían pendientes de su definitiva aprobación que se llevó efectiva el 10 de junio de 2015, durante la redacción de este TFG obligando a replantear este mismo apartado para ceñirse al nuevo marco legislativo que, muy al contrario de parecer definitivo, ya ha sido denunciado por oposición, empresas y plataformas y que, a expensas de lo que pudiere ocurrir tras las venideras elecciones generales, podría cambiar radicalmente.

#### 4.3-1. NUEVO MARCO LEGISLATIVO

Como ya se ha indicado, con este RD se cambiaba el sistema de tarifa regulada que incentivaba el autoconsumo por un régimen retributivo que hasta ahora quedaba por definir. Éste se constituye por dos tipos de retribuciones dependiendo de:

- La potencia instalada: trata de recuperar los costes derivados de la inversión que no son recuperados en un primer momento.
- La energía generada. A través de la definición de unas horas de trabajo máximas equivalentes para cada instalación tipo se indica cuánto se puede percibir según este tipo de retribución que pretende cubrir los costes de explotación.
- Pool. Que marca los ingresos por energía vendida al mercado.

El régimen retributivo se calculará según una serie de parámetros como son el valor de inversión inicial, el valor del pool, las horas equivalentes de funcionamiento, la estimación de ingresos, ayudas recibidas por parte del Estado, la tasa de actualización y un coeficiente de ajuste. Todos estos parámetros van referidos a la instalación tipo, que debe ser en todo momento el espejo de la propia instalación.

Los cálculos de viabilidad, es decir, el conocer las retribuciones, se realizarán en períodos regulatorios de seis años, divididos a su vez en dos semiperíodos de tres años pudiendo revisar entonces valores como la tasa de rentabilidad que nos permitan actualizar para los siguientes seis años los anteriores parámetros retributivos.

Tras revisar con detenimiento la Orden 1045/2014 adjunta a este RD se descubre que las instalaciones posteriores a julio de 2015 quedan al margen de la preasignación retributiva por lo que se su viabilidad y retorno económico quedará marcado por el precio del mercado pool restando los peajes de inyección a red incluso por la energía que no salga de la parcela contribuyendo el autoconsumidor a un mantenimiento “doble” de la red, por la potencia excedente que vierte a la red y por la potencia que se inyecta pero se aprovecha instantáneamente. Es por ello que tan gran revuelo social ha causado, yendo en contra de las Directivas Europeas que pretenden fomentar el precepto de desarrollo sostenible en que basa el principio de autoconsumo, castigando duramente al pequeño autoconsumidor que verá muy probablemente como la instalación solar fotovoltaica se vuelve inviable económicamente de ahora en adelante debido al ya citado peaje de respaldo.

#### 4.4- CÁLCULO DEL GASTO ELÉCTRICO

A continuación, una vez explicada y aclarada toda la historia legislativa se procede a una evaluación económica para discernir la conveniencia o no de instalar el objeto del trabajo (desde el ámbito puramente económico se entiende).

El colegio está adscrito a una tarifa con discriminación horaria de tres períodos: punta, valle y llano. Concretamente a la tarifa 3.0A, 3p para baja tensión para potencias contratadas superiores a 15kW de Iberdrola.



Figura 4.8 Distribución de los períodos diarios a lo largo del día según Tarifa 3.0A

Fuente: Iberdrola

El precio de la energía para esta tarifa se ha tomado directamente de la web de Iberdrola, donde se actualizan cada vez que cambia el coste de la energía eléctrica. Concretamente, la última actualización se corresponde con lo redactado en el RD 216/2014, que entra en vigor el 1 de abril y que marca el precio de la electricidad y el gas.

	Colectivo de aplicación	Tp [€/kW año]			Te [€/kWh]		
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
3.0A	Pc > 15 kW	40,728885	24,437330	16,291555	0,018762	0,012575	0,004670

Figura 4.9 Precio desglosado por períodos y términos de la tarifa 3.0A Fuente: Iberdrola.

A través de los datos obtenidos en forma de tabla de datos gracias al Ayto. de Benicarló se ha podido realizar un desglose del consumo eléctrico mensual del colegio en cada uno de los tramos diarios a facturar así como como el consumo entre semana y en fin de semana, tal y como se muestra a continuación.

	CONSUMO kWh					
	P1	P4	P2	P5	P3	P6
juny-14	875	289	2057	508	812	359
jul-14	998	300	2547	512	901	378
ag-14	878	257	2149	467	887	299
set-14	812	189	1602	458	807	270
oct-14	1442	165	2557	528	936	398
nov-14	973	157	3144	406	799	317
des-14	793	177	3581	389	863	327
gen-15	795	240	3153	547	1069	447
feb-15	897	173	4387	391	1002	331
març-15	1081	232	5030	522	1238	443
abr-15	874	212	2501	468	914	354
maig-15	864	198	2157	356	912	287

Tabla 4.3 Consumo por períodos, meses y días de la semana.

P1 = Consumo en período punta de los días laborables.

P4 = Consumo en período punta de los fines de semana.

P2 = Consumo en período llano de los días laborables.

P5 = Consumo en período llano de los fines de semana.

P3 = Consumo en período valle de los días laborables.

P6 = Consumo en período valle de los fines de semana.

A modo de resumen se ha agrupado los seis períodos de los que se tiene datos en los tres facturables para proceder al cálculo del gasto total en energía eléctrica del colegio (al no encontrarse las facturas en papel)

	CONSUMO			
	P1+P4	P2+P6	P3+P6	TOTAL
juny-14	1164	2565	1171	4900
jul-14	1298	3059	1279	5636
ag-14	1135	2616	1186	4937
set-14	1001	2060	1077	4138
oct-14	1607	3085	1334	6026
nov-14	1130	3550	1116	5796
des-14	970	3970	1190	6130
gen-15	1035	3700	1516	6251
feb-15	1070	4778	1333	7181
març-15	1313	5552	1681	8546
abr-15	1086	2969	1268	5323
maig-15	1062	2513	1199	4774
	13871	40417	15350	69638
	PUNTA	VALLE	LLANO	

Tabla 4.4 Consumo total por períodos.

Los datos anteriores también están en kWh. Conociéndose pues los precios y los consumos ya tan solo se debe realizar la suma de los productos correspondientes, con los términos de potencia y energía que toquen siendo el resultado un total de coste anual de 10407€.

Se debe tener en cuenta que este gasto es el referente a lo consumido por la instalación, aún cabría sumar el impuesto sobre electricidad que significará un aumento aproximado de 1200€ y el alquiler de contadores que, actualmente, se paga a 40c€/día, un total de 365 días ascenderá a un incremento de 146€ por lo que, tras sumar estos valores y añadir el IVA imponible del 21% se puede aproximar que los gastos del colegio ascienden a prácticamente 14000€ anuales.

Ahora cabe discernir los beneficios, o mejor dicho, el ahorro, que se obtiene al autoconsumir la energía eléctrica producida por la instalación objeto del trabajo. En un principio debería aplicarse un precio de venta acorde con el del mercado pool pero no será del todo cierto al tener que retener una parte del precio en forma de peaje, peaje que se paga incluso por la energía que se va a autoconsumir sin salir de la parcela del colegio como ya se ha indicado anteriormente.

Actualmente, tras consultar tanto con la UNEF (Unión Española Fotovoltaica) como con el departamento de peajes de productores de la compañía distribuidora Iberdrola se ha llegado a la conclusión que, aunque dependiendo de la potencia instalada y energía generada en cada caso, los peajes pueden rondar aproximadamente los 6c€/kWh ello, teniendo cierto orden de

magnitud respecto al precio de la energía responde a, prácticamente, la mitad del mismo, mermando notoriamente y ya de inicio la posibilidad de resultar una instalación viable económicamente.

Seguidamente, se realizarán los cálculos oportunos para comprobar si, efectivamente, resulta inviable tal y como cabría presuponer después de lo explicado.

#### 4.5- CÁLCULO DEL RETORNO DE LA INVERSIÓN

Se partirá de la premisa de que, tal y como indica el fabricante de los módulos, la garantía por pérdida de potencia de los mismos es de 25 años (pérdida del 20% máximo). Por ello, será este período de tiempo el tomado para estudiar la viabilidad económica al poder estimar datos de rendimiento durante el mismo de forma aproximada a la real.

Si se considera que esta pérdida de potencia es la que se producirá, es decir, situándonos en la peor de las posibilidades después de un cuarto de siglo de funcionamiento, de forma paulatina y lineal se puede hablar de una pérdida de un 0,8% anual que se verá reflejada en un decrecimiento de igual valor en la energía producida.

Por no abusar de espacio se procederá a un análisis a 20 años vista

AÑO	RENDIMIENTO PERDIDO (BASE 1)	ENERGÍA GENERADA (Kwh)
1	1	48400,00
2	0,992	48012,80
3	0,984	47625,60
4	0,976	47238,40
5	0,968	46851,20
6	0,96	46464,00
7	0,952	46076,80
8	0,944	45689,60
9	0,936	45302,40
10	0,928	44915,20
11	0,92	44528,00
12	0,912	44140,80
13	0,904	43753,60
14	0,896	43366,40
15	0,888	42979,20
16	0,88	42592,00
17	0,872	42204,80
18	0,864	41817,60
19	0,856	41430,40
20	0,848	41043,20

Tabla 4.5 Estimación de la energía generada en función de las pérdidas de rendimiento.

Siendo esto así es estimable también el precio de la energía para calcular cuales serían los beneficios obtenidos gracias a la instalación fotovoltaica. Para ello se debe realizar una serie de hipótesis con que permitan ver cuál va a ser la evolución del coste de la energía.

Durante la última década el coste de la energía ha sido un elemento altamente volátil casi siempre al alza que ha variado, en la última década, hasta en un 71%, porcentaje admitido por el mismo gobierno del Estado pero, si se quiere realizar una estimación más precisa cabe centrarse en la evolución en los últimos años en el que el coste de la energía se ha mantenido estable (comparado con los períodos anteriores) con un ligero incremento en este último año al entrar en vigor la tarificación por horas.

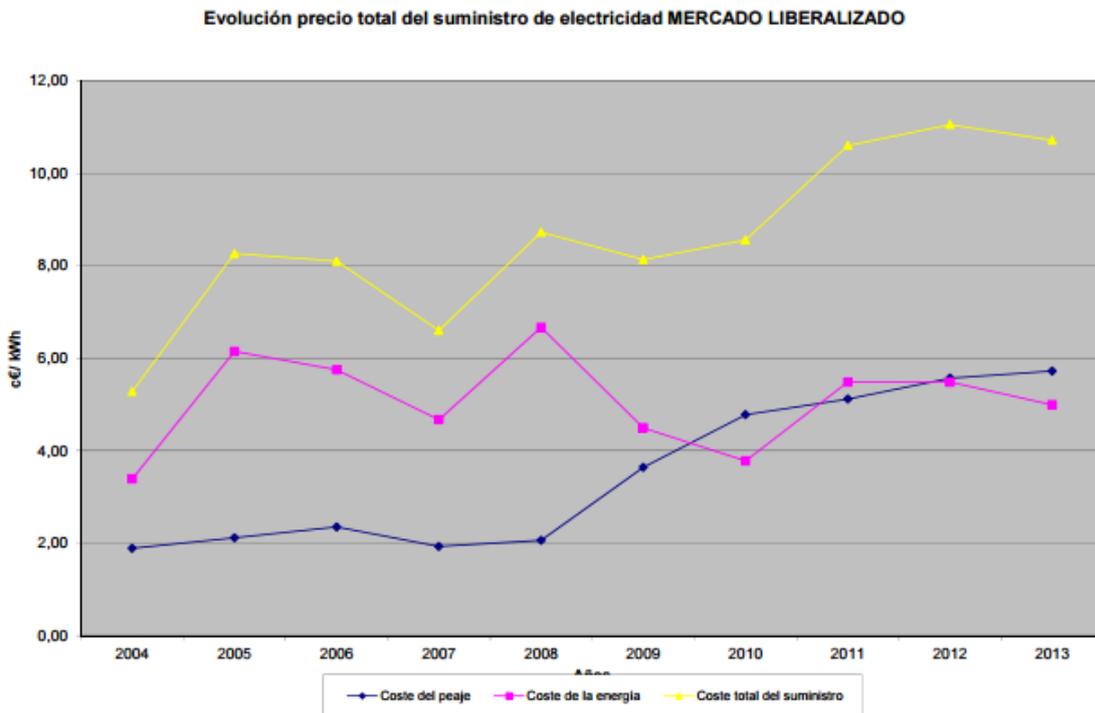


Figura 4.10 Evolución del coste de la energía, peaje y suministro. Fuente: CNMC

Como se aprecia en la anterior gráfica el precio en los últimos años se mantiene sin cambios radicales, aunque si se incrementaría hasta los 12c€/kWh en los siguientes dos años. Es por esta tendencia de ligero incremento en los últimos años que se estimará un aumento del precio de la energía de un 10% en los próximos 20 años. Se toma este valor porque:

- La reestructuración del sistema eléctrico, tan convulsa durante años, supuso una brusca subida durante los primeros años. Esta reestructuración ya está completa y, a no ser que se produzcan grandes cambios de base en el sector, esto no debería ser motivo de fuertes incrementos (o decrementos)
- Los años de decrecimiento económico intenso que redujo la inflación e incluso llegó a igualarla a cero han sido, en parte, culpables de la no subida excesiva del coste de la energía en estos años más próximos. Una mejora de las condiciones macroeconómicas del Estado haría que, al ser más probable una subida paralela de la inflación, el precio de la energía se volviera a incrementar ligeramente.

Sería ridículo pensar que este incremento del 10% del que se está hablando se lleve a cabo de forma perfectamente lineal pero, a efectos de este TFG, se considerará así al no disponer de ningún indicativo de evolución así que, partiendo de 0,1242€/kWh (precio indicado por Red

Eléctrica de España para el 16/06/15) como precio medio de tarifa general en el mes de junio, y tomándolo como valor representativo del año 2015, se irá aumentando dicho valor a valor de un 0,5% anual y se elaborará una tabla con los ahorros que produce la instalación. Hay que aclarar que se está hablando en todo momento de precio "medio" de la energía, ya que no costará lo mismo un kWh en julio que en noviembre por lo que un ahorro de 20kWh en distintas épocas del año supondrá un ahorro económico final de distinto valor. Además, para calcular dicho ahorro se ha aplicado un peaje similar al que se paga ahora mismo según la legislación que ya se ha comentado con anterioridad constante y de valor igual a 5c€/kWh.

Este último valor no se ha tomado de forma aleatoria sino tras consultar con los distintos departamentos de Iberdrola Distribución tales como: peajes productores, acometidas productores y régimen especial.

 **Dominguez Manero, Julio Cesar** <jcdominguez@iberdrola.es> 9:55 (hace 14 minutos) ☆  

para mí 

Buenos días.

El peaje de producción (inyección a la red) con la legislación actual es de 0.05 cent de € por kWh.-

Figura 4.11 Coste del peaje actual

Según estas estimaciones se puede realizar una aproximación al ahorro acumulado anualmente

AÑO	RENDIMIENTO PERDIDO (BASE 1)	ENERGÍA GENERADA (kwh)	PRECIO DE LA ENERGÍA (€/kWh)	AHORRO GENERADO (€)	AHORRO ACUMULADO
1	1	48400,00	0,1242	3107,28	
2	0,992	48012,80	0,1248	3112,24	6219,52
3	0,984	47625,60	0,1254	3116,86	9336,38
4	0,976	47238,40	0,1261	3121,15	12457,53
5	0,968	46851,20	0,1267	3125,10	15582,63
6	0,96	46464,00	0,1273	3128,71	18711,34
7	0,952	46076,80	0,1280	3131,97	21843,32
8	0,944	45689,60	0,1286	3134,89	24978,20
9	0,936	45302,40	0,1293	3137,45	28115,66
10	0,928	44915,20	0,1299	3139,67	31255,33
11	0,92	44528,00	0,1306	3141,52	34396,85
12	0,912	44140,80	0,1312	3143,02	37539,86
13	0,904	43753,60	0,1319	3144,15	40684,02
14	0,896	43366,40	0,1325	3144,92	43828,93
15	0,888	42979,20	0,1332	3145,32	46974,25
16	0,88	42592,00	0,1338	3145,34	50119,59
17	0,872	42204,80	0,1345	3144,99	53264,58
18	0,864	41817,60	0,1352	3144,27	56408,85
19	0,856	41430,40	0,1359	3143,16	59552,01
20	0,848	41043,20	0,1365	3141,66	62693,67
21	0,84	40656,00	0,1372	3139,78	65833,46
22	0,832	40268,80	0,1379	3137,51	68970,97
23	0,824	39881,60	0,1386	3134,84	72105,81
24	0,816	39494,40	0,1393	3131,78	75237,59
25	0,808	39107,20	0,1400	3128,31	78365,90

Tabla 4.6 Ahorros totales acumulados

Como se aprecia con estos cálculos estimativos no sería hasta entrado el año vigésimo tercero de vida de la instalación en el que presumiblemente se amortice la instalación, estando muy en el límite de lo que debería ser la vida útil teórica de la instalación.

Tras el cálculo del VAN y el TIR, cuyas fórmulas ya habían sido especificadas con anterioridad se concluye (aunque también de forma estimativa al tener que introducir intereses que no es

posible conocer) usando un interés del 3% para el VAN y realizando ambas operaciones en Excel

$VAN = -11047,58€$

$TIR = 2\%$

Por lo que, según esto, el proyecto no resultaría viable económicamente a priori, y se dice a priori ya que el cálculo del VAN y el TIR también se ha realizado a partir de los datos obtenidos tras estimaciones e hipótesis así como introduciendo, en el caso del VAN, una tasa de interés orientativa del 3%, de hecho, suponiendo que este dinero saliese en su totalidad de las arcas públicas es decir, sin préstamos, y que la inflación se mantuviese invariable a lo largo del tiempo el VAN sí saldría positivo y con un valor igual a 15978,15€ con un TIR del 2% es por ello que la no viabilidad económica debería entrecorrerse y ser objeto de un estudio mucho más exhaustivo para dirimir entre las posibles hipótesis a emplear cuál se aproxima más a lo que pueda ser el marco real del futuro ya que, aun no habiendo tomado ningún crédito, bastaría con que la inflación ascendiese un 2% o más en el total acumulado durante los 25 años tomados como punto de partida para el estudio para que la instalación resultase inviable económicamente hablando.

No obstante, aun aceptando la inviabilidad económica de la instalación esta no viabilidad no representa a la totalidad de la misma, debe recordarse y aclararse que es pura y exclusivamente económica y que, al tratarse de una inversión pública basada en los preceptos de la ecología y el desarrollo sostenible se decide instalar aun pudiendo no resultar rentable desde el aspecto económico.

Por otra parte, también cabe destacar que estando sometido el autoconsumo en la actualidad a la más dura legislación de su historia y, siendo previsible que, incluso en un período corto de tiempo, ésta cambie a mejor desde el punto de vista del autoconsumidor, se podría recomendar demorar un cierto tiempo la instalación de este sistema fotovoltaico a expensas de lo que pudiese pasar de cara a un posible nuevo gobierno.

Tampoco se ha tenido en cuenta los descuentos anunciados por parte de las empresas fabricantes tanto de los módulos como del inversor para los instaladores profesionales que, en algunos casos, podría llegar al 15% del valor del producto abaratando el presupuesto y, por tanto, haciendo más factible un retorno viable de la inversión así como destacar, que se ha tenido en cuenta una estimación que reflejara el peor de los escenarios posibles atendiendo a la garantía de potencia por módulo que ofrece el fabricante.

También se ha realizado este estudio de viabilidad sobre el valor de garantía límite de 25 años, nada nos obliga a pensar que esta deba ser necesariamente la vida útil de la instalación existiendo en la actualidad otras instalaciones fotovoltaicas cuya vida útil ha superado ya los 35 años, además, considerando el avance tecnológico en este campo en los últimos tiempos nada nos impide pensar que, un correcto mantenimiento, la instalación objeto del trabajo pueda alargar su vida útil a 40 años o más.

#### 4.6- BALANCE ENERGÉTICO

En el anterior apartado ya se ha debido tratar de forma intrínseca el cálculo del balance energético, más bien la estimación de la energía eléctrica generada por la instalación considerando una caída de hasta el 20% de potencia en 25 años de vida útil.

Tomando el valor correspondiente a la generación del primer año obtenido con la simulación de la instalación con el software PVsyst e igual a 48,4 Mwh y tomando también el valor del consumo anual del colegio como suma del consumo en los tres períodos de la Tabla 5.4 que resulta igual a 69,6 Mwh se aprecia que se genera el 70% del consumo eléctrico anual de todo el colegio. Además, si se considera una producción uniforme a lo largo del año (pese a que en realidad esto nunca ocurrirá así) el total mensual de energía de origen fotovoltaico será de 4033,3 kWh, valor casi igual al mínimo consumo eléctrico mensual del colegio que se produce en el mes de setiembre y que es igual a 4138 kWh, mes en el que, por tanto, se cubriría casi toda la demanda con el aprovechamiento de la energía solar. Si se toma como referencia los resultados del software PVsyst donde se obtiene el total de energía generada por meses en función de los factores climáticos y de radiación del lugar (ver Tabla 5.1) también se aprecia como en ningún mes la producción queda por encima del consumo del colegio, no requiriendo verter a red. Concretamente, será también el mes de setiembre el más crítico (tal y como se concluía con la primera hipótesis).

Además, el consumo de los meses de verano podrá ser suministrad prácticamente en su totalidad por energía fotovoltaica.

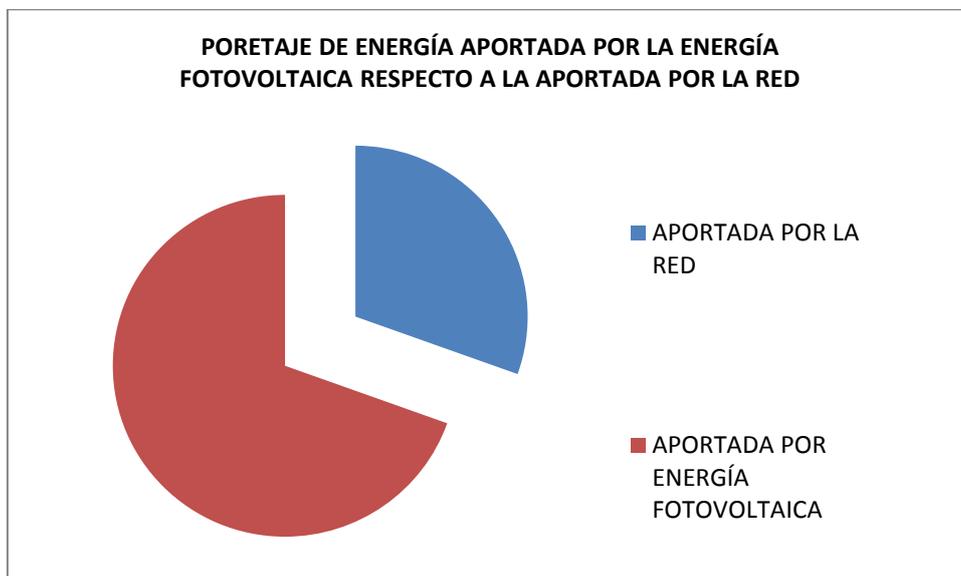


Figura 4.13 Comparación en la aportación de energía en el colegio.

De forma visual, la aportación fotovoltaica por meses sería similar a la mostrada a continuación.

En el eje de abscisas se ha indicado el porcentaje de energía aportado tanto por energía fotovoltaica como por la red.

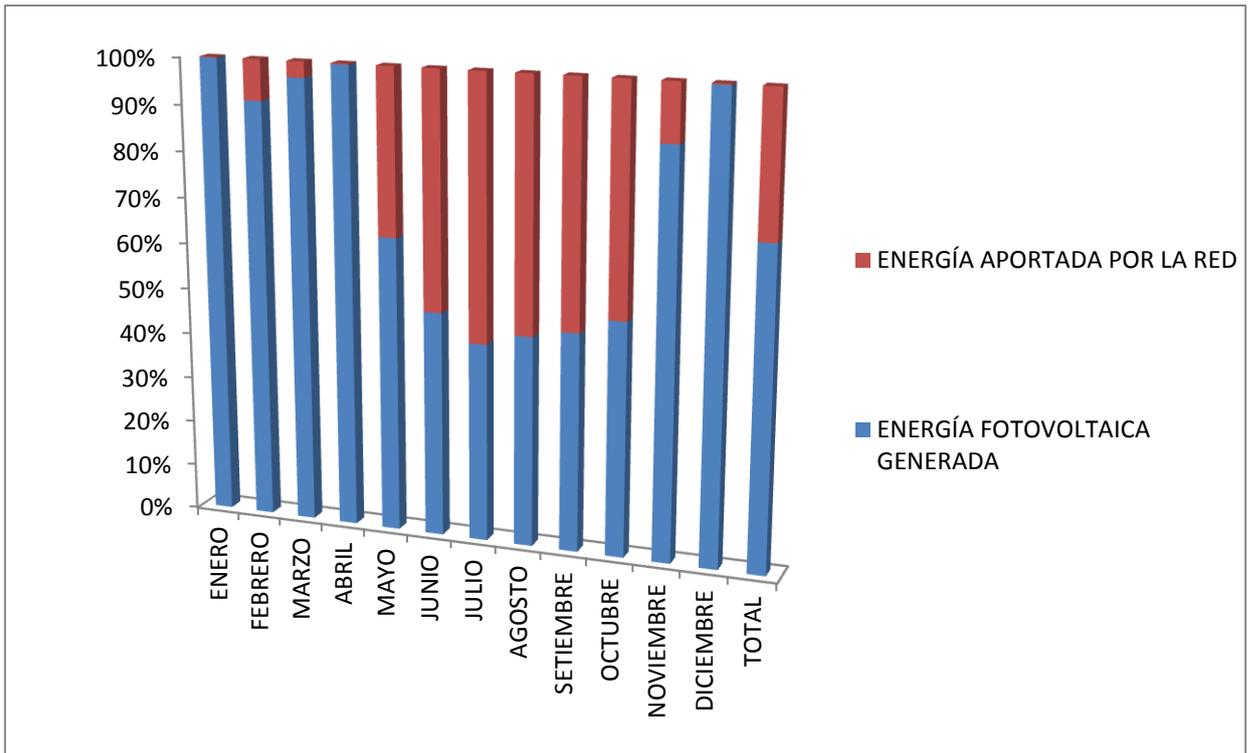


Figura 4.14 Comparación de aportación de energía eléctrica por meses.

Se aprecia cómo los meses estivales serán los que necesiten mayor aportación de la red mientras que los invernales quedarán cubiertos casi en su totalidad por la instalación fotovoltaica.

**4.7- BALANCE DE EMISIONES**

Como se decía, uno de los factores fundamentales por el que se decide operar con esta instalación aun pudiendo no resultar viable económicamente es el favorecimiento del desarrollo sostenible, el interés por producir y autoconsumir energía de origen no fósil y renovable, por ello se debe realizar también un pequeño estudio que refleje el balance de emisiones resultante de la instalación de un campo solar de estas características.

Por ello no solo se debe valorar la cantidad de CO2 que no se está vertiendo a la atmósfera al usar esta tecnología sino que se debe hacer un balance recordando que la producción del propio material fotovoltaico lleva asociado un consumo de energía que, prácticamente en su totalidad, viene procedente del trabajo con energías fósiles no renovables.

Tabla 1. Emisiones de CO <sub>2</sub> e en la producción de módulos	
Tipo de módulo	Emisiones en gramos de CO <sub>2</sub> e por kWh
Silicio policristalino	37
Silicio monocristalino	45
Capa fina (CdTe)	12 - 19

Tabla 4.7 Emisión de CO2 por tipo de tecnología. Fuente. Web de Ecooo a partir de Fthenakis Alsema, 2006

Según la anterior tabla y al estar formada la instalación por módulos de silicio policristalino la cantidad de emisiones de CO<sub>2</sub> que se deben asociar a la producción anual serán de:

$$\text{Emisiones asociadas anualmente} = \text{Producción anual Kwh} * 37 \frac{\text{gCO}_2}{\text{kWh}} \quad (4.2)$$

$$\text{Emisiones asociadas anualmente} = 48400 \text{ kWh} * 37 \frac{\text{gCO}_2}{\text{kWh}} = 1790,8 \text{ kg CO}_2 \quad (4.3)$$

Ahora bien, cabe suponer que siendo una tecnología limpia los kg de CO<sub>2</sub> que se ahorran verter a la atmosfera serán muy superiores a los asociables a la producción fotovoltaica.

En la propia web de Ecooo se indica una fórmula que proporciona un valor aproximado a este ahorro que se comentaba y que es la siguiente:

$$\text{Ahorro de vertido de CO}_2 \text{ anual} = \text{Producción anual kWh} * \frac{0,73}{1000} \quad (4.4)$$

$$\text{Ahorro de vertido de CO}_2 \text{ anual} = 48400 \text{ kWh} * \frac{0,73}{1000} = 35,33 \text{ Tn CO}_2 \quad (4.5)$$

Por lo tanto, según este cálculo, el balance neto de CO<sub>2</sub> queda como la diferencia de los anteriores valores e igual a 33,54 Tn de CO<sub>2</sub> concluyendo que, obviamente, se trata de una energía muy limpia que favorece de forma muy positiva el desarrollo sostenible.

## **5. PLIEGO DE CONDICIONES**

Con el pliego de condiciones se pretende reseñar las condiciones básicas mediante las que se debe diseñar esta instalación fotovoltaica.

No se debe ni puede tolerar ningún funcionamiento anómalo que pudiera dañar ya no solo al personal que se encargue del mantenimiento de la instalación sino también a la propia de red de conexión instalando por tanto todo elemento de protección que pueda ser solución a cualquier posible problema de funcionamiento como sobretensiones, cortocircuitos o derivaciones a elementos metálicos de la instalación. Por ello, cualquier elemento de la instalación no conductor de corriente eléctrico debe gozar de un grado de aislamiento eléctrico de Clase I

### **5.1- ESTRUCTURAS**

Una vez se haya realizado el montaje de las estructuras, montaje que se realizará con tornillería de acero inoxidable así como cualquier elemento que se debiese añadir para completar el montaje, se deberá proceder a su protección frente a los efectos de agentes externos como la humedad a través de un galvanizado.

También se debe tener en cuenta a la hora de seleccionar la estructura el posible efecto de dilatación debido al calor así como asegurar que las cargas de los módulos se repartan de forma homogénea a través de la estructura.

### **5.2- MÓDULOS FOTOVOLTAICOS**

Todos los módulos deben cumplir, como así es, con la norma UNE-EN-61215 al tratarse de módulos fabricados de silicio. Dentro de la instalación deberán ir señalados e identificados con sus datos básicos de funcionamiento nominal referenciado en todos ellos a los valores correspondientes a 25°C y 1000 W/m<sup>2</sup> de irradiancia.

Lo primero que se debe colocar es la pieza de fijación entre el módulo y la estructura soporta, a continuación se procederá al conexionado de los módulos. Primero se deberá colocar el material aislante que estos incorporan para sellar la caja de conexiones y agregarlas a uno de los terminales que deberán ir fijados por la tornillería que incluye el embalaje proporcionado por el fabricante.

Para realizar el mantenimiento de los módulos bastará con realizar una limpieza superficial de los módulos de forma mensual así como inspeccionar al mismo tiempo que el cableado sigue en perfecto estado.

### **5.3- INVERSORES**

El conjunto de transistores, circuitos integrados, microprocesadores y demás elementos electrónicos que forman en su conjunto el inversor deben ser protegidos ante cualquier posible agente externo ya que, el más mínimo desperfecto en cualquiera de estos elementos podría suponer un grave problema para el funcionamiento de la instalación.

Por el motivo citado la instalación del inversor debe ir ubicada en una zona seca donde no está expuesto directamente al calor intenso ni la humedad siendo esta inferior al 90%. Se deberá también proporcionar de cierta ventilación extra aun gozando el inversor de cualquier sistema de ventilación propio para protegerlo de temperaturas superiores a 35°C.

Se debe ser escrupuloso con estas indicaciones de protección ya que, aunque un índice de protección como el indicado en la memoria nos permitiera colocarlo en zona ambiente, a la larga, haría salir al inversor del punto óptimo de trabajo haciendo descender su elevado rendimiento inicial. Existen otros elementos con los que no será tan inquisitivo a la hora de decidir su ubicación en parte, porque no son elementos de alto peso específico dentro del presupuesto de la instalación, cabe recordar que el coste del inversor representa más de un cuarto del total del presupuesto.

El inversor se colocará en posición vertical y fijado a la pared así como los cables que entren al mismo.

El inversor, una vez instalado, no requiere de ningún mantenimiento especial, bastará con, de forma visual, vigilar los displays del mismo para comprobar que funciona correctamente y limpiar de polvo, si se acumulase, la zona que ventila el inversor

#### 5.4- CABLEADO Y TUBOS DE PROTECCIÓN

Tal y como se ha calculado, se debe garantizar que tanto la caída de tensión como los calentamientos en los cables superen cierto límite seleccionando una sección que permita operar correctamente, además, todos los cables deben estar hechos de cobre y llevar doble capa de aislamiento acorde con lo indicado en la norma UNE 21123. Habrá que conducir por vías diferenciadas los terminales negativos de los positivos y conectar todas las masas a una única tierra que, según lo especificado por el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión deberá ser distinta a la del neutro de la empresa distribuidora.

En cuanto al cuidado del cableado no es necesario ningún tipo de mantenimiento especial más allá de intentar que no se acumule demasiada suciedad sobre él.

El tamaño que deberá tener los tubos de protección viene marcado por la UNE-EN 50.086-2-2 explicada en el ITC-BT-21. No se justificará el tamaño seleccionado al ser objeto de análisis en anteriores apartados.

Se especifica además que los tubos de protección deben contener registros no separados por más de 15 metros entre sí para facilitar la introducción y extracción del cableado, que será introducido en los tubos solo cuando éstos ya estén fijados correctamente sobre la superficie. No se permitirá el empalme aun dentro de tubos fuera de las cajas de conexión destinadas a tal fin y que disponen de los requisitos de aislamiento mínimos requeridos. Dichas cajas de conexión queda especificado por el ITC-BT-21 que deberán tener espacio suficiente para albergar todos los conductores que en ella deba confluir por lo que se especifica una profundidad igual a la del tubo de mayor diámetro más la mitad del mismo.

Todos los tubos metálicos que pudiesen ser susceptibles de ser contactados deben ser puestos a tierra no pudiendo ser usado bajo ningún concepto un tubo de protección metálico como conductor, además, si un conductor puede ser contactado por otro elemento desgastando su aislamiento, éste deberá ser redondeado manualmente en el momento mismo de la instalación para evitar dicho efecto de desgaste por roce.

La instalación de la mayoría de los tubos se realizará sobre la misma superficie debiendo utilizar un sistema de fijación eficaz como pueda ser el uso de abrazaderas separadas un

máximo de 75cm entre sí teniendo especial cuidado en fijar los tramos en que, por distribución de la instalación, se deba curvar o angular el tubo, fijando eficazmente estos movimientos del tubo desde uno y otro lado. Mismas consideraciones de fijación habrá que tomar en el descenso de los tubos desde el cuadro de conexión de corriente continua al inversor situado a apenas 3,5 metros en vertical siempre con precaución de no dañar o agrietar las paredes al fijar a ellas los tubos de protección correspondientes.

## **5.5- GARANTÍA DE LOS EQUIPOS**

### **5.5-1. CONDICIONES GENERALES PARA LA GARANTÍA**

<sup>[20]</sup>El contador de garantía empieza desde el inicio de funcionamiento de la instalación y cubrirá cualquier defecto que pudiere llevar el producto y que perjudique el normal funcionamiento de la instalación.

El usuario deberá saber que no quedará cubierto por la garantía cualquier desperfecto del producto ocasionado por el propio usuario así como cualquier problema que venga desencadenado por el uso inadecuado o fuera de los rangos de funcionamiento normal marcado por los catálogos del fabricante así como tampoco cubrirá la garantía defectos producidos debido al natural efecto del tiempo o producidos tras la expiración del periodo de garantía.

El derecho a garantía se ejecutará mediante la reparación o sustitución si fuera necesario de los componentes afectados.

### **5.5-2 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS**

Tal y como ya se ha indicado en el estudio de viabilidad económico la garantía por pérdida de potencia se extiende durante 25 años mientras que los posibles defectos de fabricación entran en garantía a lo largo de 10 años.

### **5.5-3 INVERSOR**

Únicamente se cubrirán los defectos de fabricación del inversor, incluyendo los ocasionados por cualquier desperfecto ocasionado durante la instalación del mismo por parte de personal técnico cualificado.

No entrará en garantía cualquier defecto ocasionado por agentes externos como la temperatura, la humedad o impactos de rayos. Tampoco entrará en garantía los desperfectos ocasionados por personal no cualificado.

### **5.5-4 RESTO DE EQUIPOS DE LA INSTALACIÓN**

El resto de elementos que forman la instalación goza de una garantía de 2 años.

### **5.5-5 GARANTÍA DE DIMENSIONADO**

Durante los primeros doce meses de funcionamiento de la instalación estará disponible una garantía de dimensionado que cubra cualquier defecto de funcionamiento en la instalación debido a un incorrecto dimensionado o distribución de la misma siempre y cuando se hayan seguido los preceptos del mismo instalando los componentes concretos que aquí se especifica.

### **5.6 CONEXIONADO A RED DE LA INSTALACIÓN**

Será inadmisibles que debido a la conexión a red de la instalación ésta pueda ocasionar desperfectos en la red así como realizar una conexión que pudiere resultar peligrosa para el usuario ni reducir el nivel de seguridad de la red debido a una mala condición o un mal funcionamiento.

En caso de que la red de distribución que llega a la instalación fotovoltaica sufriera una avería externa que obligase a su desconexión, o bien debido a un mantenimiento puntual, se deberá proceder al paro del vertido de energía eléctrica a la red mediante la selección momentánea del modo isla del inversor.

No se puede ubicar ningún otro sistema de generación entre el campo fotovoltaico y el contador bidireccional conectando la instalación a red trifásica al generar esta 30kW nominales (superior a 5kW)

Según lo especificado por el REBT durante la conexión o desconexión de la instalación no puede existir una variación de tensión superior al 5%

Finalmente, en cuanto al conexionado, las condiciones globales de conexión deberá marcarlas la empresa distribuidora en función de los parámetros de la instalación.

### **5.7 ARMÓNICOS Y COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA**

Se debe cumplir con lo expuesto en el RD 1663/2000 basado en la Directiva Europea 89/366/CEE

## 6 BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS

- [12] Apuntes de la asignatura Fotovoltaica y Electrónica de Potencia del Departamento de Ingeniería Electrónica de la ETSII-UPV
- [16] <http://www.aemet.es/>
- [13] <http://www.aenor.es/> así como todas las referencias directas a normas UNE
- [14] <http://www.ambgreenpower.com/>
- [14] [http://www.anatave.org/boletines/dispositivos\\_contra\\_sobretensiones.pdf](http://www.anatave.org/boletines/dispositivos_contra_sobretensiones.pdf)
- [3][4] [5][20] [www.atersa.es](http://www.atersa.es)
- [2] <http://boe.es/>
- [14][15] [http://www.cahors.es/load\\_art/catalogo\\_1299766888.pdf](http://www.cahors.es/load_art/catalogo_1299766888.pdf)
- <http://www.ciemat.es/>
- <http://www.cnmc.es/>
- <http://www.ecooo.es/>
- [13] [http://www.f2i2.net/legislacionseguridadindustrial/rebt\\_guia.aspx](http://www.f2i2.net/legislacionseguridadindustrial/rebt_guia.aspx)
- [10] [http://fempa.es/rebt/energia\\_solar\\_conectada/pto2.htm](http://fempa.es/rebt/energia_solar_conectada/pto2.htm)
- <http://www.iberdrola.es/inicio>
- [12] <http://www.idae.es>
- [8] [http://www.interflex.es/doc/productes/ESP/TEP\(A\).04.pdf](http://www.interflex.es/doc/productes/ESP/TEP(A).04.pdf)
- [11] <http://www.metrega.es/>
- [6] [20] <http://power-electronics.com/es/>
- <http://www.pvsyst.com/>
- [9] <http://www.schneider-electric.com/>
- <http://sigpac.magrama.es/fega/h5visor/>
- [1] <http://www.sitiosolar.com/la-historia-de-la-energia-solar-fotovoltaica/>
- <http://www.solarpowereurope.org/>
- [7] <http://sunfer-energy.com/>
- <http://www.teknosolar.com>
- [19] [http://unef.es/wp-content/uploads/downloads/2014/11/MEMO-UNEF\\_2014.pdf](http://unef.es/wp-content/uploads/downloads/2014/11/MEMO-UNEF_2014.pdf)
- [17] [18] <https://es.wikipedia.org>

\*Todas las referencias de ámbito legislativo han sido descritas en los apartados de normativa (ver 2.5 y 3.4)

\*\*Los enlaces correspondientes a pdf elaborados por los distintos organismos no han sido abreviados para mayor concreción de referencia.

\*\*\* Los enlaces sin indicador numérico indican que, o bien han servido de apoyo sin extraer información directa o bien se han extraído figuras o tablas ya referenciadas a lo largo del TFG.

## **7. PLANOS**