



Universidad de Valladolid



ESCUELA DE INGENIERÍAS  
INDUSTRIALES

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID  
ESCUELA DE INGENIERIAS INDUSTRIALES  
Grado en Ingeniería Mecánica

Diseño de una Instalación Fotovoltaica  
Conectada a Red



DIEGO GALICIA PASCUAL





**Universidad de Valladolid**



**ESCUELA DE INGENIERÍAS  
INDUSTRIALES**

**UNIVERSIDAD DE VALLADOLID**

**ESCUELA DE INGENIERIAS INDUSTRIALES**

**Grado en Ingeniería Mecánica**

# **Diseño de una Instalación Fotovoltaica Conectada a Red**

**Autor:**

**Galicia Pascual, Diego**

**Tutor:**

**Santos Martín, Francisco Javier  
Área de Ingeniería de los Procesos  
de Fabricación**

**Valladolid, Julio de 2018.**





## **AGRADECIMIENTOS**

*A mis padres por su ayuda y comprensión durante todas las etapas de mi vida, especialmente en mi formación universitaria.*

*A la empresa 1A Ingenieros por concederme la oportunidad de realizar unas prácticas que me han otorgado una experiencia muy valiosa, en especial a mi tutor Ricardo Fortuoso, a Rafael Ceballos, a Alberto San Mamés y todo el equipo de I-Solagua por sus buenos consejos y su excelente compañía.*

*A mi tutor, Francisco Javier Santos Martín, por su interés, ayuda y comprensión ofrecida en todo momento.*



Universidad de Valladolid

## Diseño de una Instalación Fotovoltaica Conectada a Red



ESCUELA DE INGENIERÍAS  
INDUSTRIALES



## **RESUMEN DEL TFG**

En este Trabajo Fin de Grado se ha elaborado el diseño de una instalación fotovoltaica conectada a la red eléctrica de baja tensión, de tal forma que se pueda llevar a cabo su aplicación, en un futuro, en la empresa Dulces Galicia SL.

La instalación fotovoltaica generará parte de la energía que consumirá esta empresa, proporcionándoles un ahorro económico anual, durante al menos 25 años (vida útil de los módulos fotovoltaicos), al necesitar de un menor consumo de la red de distribución.

Durante el desarrollo nos adaptaremos a lo que nos indiquen las normativas, acordes a nuestro tipo de instalación fotovoltaica. Este consistirá en la determinación de la posición, orientación y tamaño ideal de la instalación, seguido de un cálculo de los esfuerzos estructurales, selección de los equipos principales y elementos eléctricos.

Al final se verá el ahorro obtenido con esta instalación fotovoltaica.

## **PALABRAS CLAVE**

Instalación fotovoltaica, red eléctrica de baja tensión, normativa y legislación vigente, ahorro económico, y amortización.



Universidad de Valladolid

## Diseño de una Instalación Fotovoltaica Conectada a Red



ESCUELA DE INGENIERÍAS  
INDUSTRIALES





## ÍNDICE

<b>CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS DEL PROYECTO</b> .....	9
1.1 INTRODUCCIÓN .....	11
1.2 OBJETIVOS.....	12
<b>CAPÍTULO 2: LA NECESIDAD DEL USO DE ENERGIAS LIMPIAS PARA EL MEDIO AMBIENTE Y TIPOS DE ENERGIAS RENOVABLES</b> .....	13
2.1 EL SOL, FUENTE DE ENERGÍA PRIMARIA .....	15
2.2 UN CAMBIO EN EL APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO .....	16
2.3 CONSECUENCIAS DEL USO DE ENERGIAS CONTAMINANTES.....	16
2.4 CLASIFICACIÓN DE LAS ENERGIAS RENOVABLES.....	20
2.4.1 ENERGÍA HIDRÁULICA.....	20
2.4.2 ENERGÍA EÓLICA .....	21
2.4.3 ENERGÍA GEOTÉRMICA .....	23
2.4.4 BIOMASA.....	24
2.4.5 ENERGÍA SOLAR .....	25
<b>CAPÍTULO 3: ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA</b> .....	26
3.1 INTRODUCCIÓN .....	28
3.2 EVOLUCIÓN HISTÓRICA .....	28
3.2.1 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA. PRIMERAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS.....	28
3.2.2 PANELES FOTOVOLTAICOS EN EL ESPACIO .....	30
3.2.3 PANELES FOTOVOLTAICOS EN ACTIVIDADES TERRESTRES .....	31
3.2.4 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN LA ACTUALIDAD .....	31
3.2.5 ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA .....	32
3.3 EL MÓDULO FOTOVOLTAICO .....	33
3.3.1 EL EFECTO FOTOVOLTAICO .....	33
3.3.2 FORMACIÓN DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO .....	34
3.3.3 TECNOLOGÍA DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO.....	36
3.3.4 COMPOSICIÓN DE UN MÓDULO FOTOVOLTAICO .....	37
3.3.5 CARACTERIZACIÓN ELÉCTRICA DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS .....	38
<b>CAPÍTULO 4: CARACTERÍSTICAS DE LAS INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS</b> .....	41
4.1 SISTEMAS DE AGRUPAMIENTO Y CONEXIÓN DE LOS MÓDULOS .....	43
4.1.1 CONEXIÓN DE MÓDULOS EN SERIE .....	43
4.1.2 CONEXIÓN DE MÓDULOS EN PARALELO O DERIVACIÓN.....	43
4.1.3 CONEXIÓN DE MÓDULOS MIXTA (EN SERIE-PARALELO) .....	44



4.2 TIPOS DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS .....	44
4.3 PARÁMETROS FUNDAMENTALES PARA LA IMPLANTACIÓN DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS .....	45
4.3.1. COORDENADAS TERRESTRES .....	45
4.3.2 ACIMUT Y ALTURA SOLAR .....	46
4.3.3 RADIACIÓN EN EL PLANO INCLINADO .....	47
4.3.4 SITUACIÓN GEOGRÁFICA DE ESPAÑA .....	48
<b>CAPÍTULO 5: APARAMENTA ELÉCTRICA .....</b>	<b>50</b>
5.1 INTRODUCCIÓN .....	52
5.2 ACUMULADORES ELÉCTRICOS O BATERÍAS .....	52
5.2.1 TIPO .....	52
5.2.2 CAPACIDAD .....	52
5.2.3 TENSIÓN .....	53
5.2.4 PROFUNDIDAD DE DESCARGA .....	53
5.3 REGULADOR .....	53
5.4 INVERSOR .....	54
5.4.1 REQUISITOS TÉCNICOS DE UN INVERSOR .....	55
5.4.2 MODELOS DE INVERSOR .....	55
5.5 EQUIPO DE INYECCIÓN CERO (ITR 2.0) .....	57
5.6 TRANSFORMADORES .....	58
5.7 ELEMENTOS DE PROTECCIÓN .....	59
5.7.1 INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS .....	60
5.7.2 DESCARGADORES DE TENSIÓN (VARISTORES) .....	60
5.7.3 INTERRUPTORES DIFERENCIALES .....	61
5.7.4 FUSIBLES .....	61
5.8 CONDUCTORES ELÉCTRICOS .....	62
5.8.1 CONDUCTORES PARA INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS .....	63
5.9 CLASIFICACIÓN DE LAS TENSIONES .....	63
5.10 REDES DE DISTRIBUCIÓN EN BAJA TENSIÓN .....	64
5.10.1 ESQUEMA TN .....	64
5.10.2 ESQUEMA TT .....	65
5.10.3 ESQUEMA IT .....	66
5.11 DISTRIBUCIÓN DE LA CORRIENTE ELÉCTRICA EN BT .....	66
5.12 GRADO DE AISLAMIENTO, EN FUNCIÓN DEL MATERIAL .....	67



<b>CAPÍTULO 6: DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA. DESCRIPCIÓN Y POSICIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA</b> .....	69
6.1 INTRODUCCIÓN .....	71
6.2 UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA .....	71
6.3 ESTUDIO DEL CONSUMO ENERGÉTICO DE LA NAVE INDUSTRIAL.....	72
6.4 DESCRIPCIÓN DEL TIPO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	74
6.5 ELECCIÓN DE LA POSICIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	76
6.6 ORIENTACION E INCLINACIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS .....	77
6.7 DETERMINACIÓN DE LA ORIENTACIÓN, INCLINACIÓN Y TAMAÑO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA EN FUNCION DEL SOMBREADO .....	79
<b>CAPÍTULO 7: DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA. SELECCIÓN DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES QUE LA COMPONEN</b> .....	89
7.1 EQUIPO DE INYECCIÓN CERO .....	91
7.1.1 ELECCIÓN DE LOS TRANSFORMADORES QUE NECESITA EL ITR 2.0.....	92
7.2 SELECCIÓN DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO .....	94
7.3 SELECCIÓN DEL INVERSOR .....	103
7.4 SOPORTE DE LOS MÓDULOS Y ESTUDIO DE CARGAS TRANSMITIDAS A LA CUBIERTA ..	108
7.4.1 ELECCIÓN DE LA ESTRUCTURA SOPORTE DE LOS MÓDULOS.....	108
7.4.2 CARGAS A LAS QUE ESTARÁ SOMETIDA LA CUBIERTA .....	109
<b>CAPÍTULO 8: DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA. DETERMINACIÓN DEL CABLEADO Y LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS</b> .....	116
8.1 DISEÑO DEL CABLEADO .....	118
8.1.1 DIMENSIONAMIENTO DEL CABLEADO DE CC.....	120
8.1.2 DIMENSIONAMIENTO DEL CABLEADO DE CA.....	124
8.1.3 DIMENSIONAMIENTO DEL CABLEADO DE TIERRA.....	133
8.2 DETERMINACIÓN DE LOS ELEMENTOS DE PROTECCIÓN.....	136
8.2.1 DISEÑO DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN EN CC .....	136
8.2.2 DISEÑO DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN EN CA .....	138
8.3 ESQUEMA UNIFILAR DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA .....	141
<b>CAPÍTULO 9: ESTUDIO ECONÓMICO</b> .....	143
9.1 GASTO ECONÓMICO ENERGÉTICO DE LA NAVE SIN INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	145
9.2 INFLUENCIA DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA SOBRE EL CONSUMO Y COSTE DE LA ENERGÍA DE NUESTRA NAVE INDUSTRIAL.....	146
9.3 AMORTIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	149
<b>CAPÍTULO 10: CONCLUSIONES DEL PROYECTO Y LÍNEAS FUTURAS</b> .....	152



10.1 CONCLUSIONES ..... 154

10.2 LÍNEAS FUTURAS ..... 155

**BIBLIOGRAFÍA..... 156**

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1: Fotos tomadas con 9 años de diferencia en las que se observa la actividad solar ... 15

Figura 2.2: Clasificación de las energías ..... 16

Figura 2.3: Imágenes de la concentración de CO<sub>2</sub> tomadas en diferentes años ..... 18

Figura 2.4: Imagen de una central hidroeléctrica y sus componentes ..... 21

Figura 2.5: Aerogeneradores de una central eólica ..... 23

Figura 2.6: Sistema de calefacción de una casa empleando energía geotérmica ..... 24

Figura 2.7: Instalación solar térmica en una vivienda para calentar agua ..... 25

Figura 3.1: Alexandre Edmond Becquerel ..... 29

Figura 3.2: Estructura cristalina del silicio puro, dopado con fosforo o con boro ..... 34

Figura 3.3: Célula Fotovoltaica ..... 36

Figura 3.4: Tipos de módulos fotovoltaicos ..... 37

Figura 3.5: Estructura de un módulo solar cristalino ..... 37

Figura 3.6: Curva característica de una célula de silicio cristalina con una tensión de circuito abierto de 0,6 V ..... 39

Figura 3.7: Variación de la intensidad, tensión y mpp en función de la irradiancia y la temperatura ..... 40

Figura 4.1: Conexión de módulos solares en serie ..... 43

Figura 4.2: Conexión en paralelo ..... 43

Figura 4.3: Conexión mixta ..... 44

Figura 4.4: Coordenadas terrestres ..... 45

Figura 4.5: Latitud y Longitud proyectadas en el plano ..... 46

Figura 4.6: Representación acimut y altura solar ..... 46

Figura 4.7: Variación de la altura solar según la época del año ..... 47

Figura 4.8: descomposición de la irradiación global incidente sobre una superficie inclinada .. 48

Figura 4.9: Gráfico de la radiación anual por zonas, para una primera evaluación ..... 48

Figura 5.1: Un generador solar, compuesto por dos cadenas, conectadas a un inversor central ..... 55

Figura 5.2: Inversor de cadena conectado a la red ..... 56



Figura 5.3: Sistema de comunicación del ITR 2.0 .....57

Figura 5.4: Perfil de potencia y energía generada en un inversor .....58

Figura 5.5: Transformador .....58

Figura 5.6: Distribución tipo TN-S .....65

Figura 5.7: Distribución tipo TN-C .....65

Figura 5.8: Distribución tipo TN-C-S .....65

Figura 5.9: Distribución tipo TT .....66

Figura 5.10: Distribución tipo IT .....66

Figura 6.1: Situación geográfica de la instalación .....71

Figura 6.2: Suelo urbano de Dulces Galicia .....72

Figura 6.3: Periodos de tarificación de la potencia y energía, en una tarifa 3.0A .....72

Figura 6.4: Gráfico del consumo mensual de Dulces Galicia, en un año .....74

Figura 6.5: Nave industrial de Dulces Galicia .....76

Figura 6.6: Pérdidas con respecto al ángulo óptimo, para una orientación de 11° hacia el Este y apoyado sobre el plano horizontal .....77

Figura 6.7: Límites de inclinación para un acimut de -11° .....78

Figura 6.8: Inclinación óptima para un acimut de -11° .....79

Figura 6.9: Distancia mínima entre filas de módulos y obstáculos .....80

Figura 6.10: Inclinación y orientación de la instalación fotovoltaica .....81

Figura 6.11: Nave de Dulces Galicia, con los módulos situados en cubierta .....81

Figura 6.12: Vista frontal de la cubierta con los módulos a las 11 de la mañana, el 21 de diciembre .....82

Figura 6.13: Vista lateral de la cubierta con los módulos a las 11 de la mañana, del 21 de diciembre .....82

Figura 6.14: Vista frontal de la cubierta con los módulos a las 15:00 horas, el 21 de diciembre .....83

Figura 6.15: Vista trasera de la cubierta con los módulos a las 15:00 horas, el 21 de diciembre .....83

Figura 6.16: Vista en planta de la cubierta, solo con las 3 cadenas de módulos .....84

Figura 6.17: Vista en perfil de la parte lateral izquierda del bloque de oficinas de la nave, solo con las 3 cadenas de módulos .....85

Figura 6.18: Orientación óptima de la instalación fotovoltaica .....86

Figura 6.19: Vista frontal de la cubierta a las 11 de la mañana, para un acimut de 0° .....86

Figura 6.20: Vista trasera de la cubierta a las 11 de la mañana, para un acimut de 0° .....87

Figura 6.21: Vista frontal de la cubierta a las 3 de la tarde, para un acimut de 0° .....87

Figura 6.22: Vista trasera de la cubierta a las 3 de la tarde, para un acimut de 0° .....88



Figura 7.1: Especificaciones técnicas de los transformadores TA-210 ..... 93

Figura 7.2: Módulo CanadianSolar MAXPOWER CS6U-330P ..... 95

Figura 7.3: Módulo AXITEC AC-330P/156-72S ..... 96

Figura 7.4: Módulo CSUN330-72P ..... 97

Figura 7.5: Energía producida con los módulos CanadianSolar MAXPOWER ..... 98

Figura 7.6: Energía producida con los módulos AXITEC ..... 99

Figura 7.7: Energía producida con los módulos CSUN ..... 100

Figura 7.8: Ficha técnica del módulo CanadianSolar ..... 102

Figura 7.9: Pérdidas originadas en el módulo CanadianSolar ..... 103

Figura 7.10: Ficha técnica del inversor ..... 105

Figura 7.11: Ficha técnica del inversor ..... 106

Figura 7.12: Ficha técnica del inversor ..... 107

Figura 7.13: Forma de la estructura que sujetará una cadena de módulos, vista en planta .... 109

Figura 7.14: Estructura para un grupo de 2 módulos ..... 109

Figura 7.15: Acciones que origina el viento sobre los módulos fotovoltaicos ..... 110

Figura 7.16: Valor del viento básico, en función de la posición geográfica ..... 110

Figura 7.17: Carga que origina la nieve sobre los módulos fotovoltaicos ..... 112

Figura 7.18: Zonas climáticas de invierno ..... 113

Figura 8.1: Vista en planta de la cubierta, con la instalación fotovoltaica al completo ..... 119

Figura 8.2: Especificaciones del cable empleado en CC ..... 120

Figura 8.3: Especificaciones del cable empleado en CA ..... 125

Figura 8.4: Esquema simplificado de la conexión Transformadores-IGM, que tiene lugar en la CGBT ..... 130

Figura 8.5: Especificaciones del cable empleado en la corriente del ITR 2.0 ..... 132

Figura 8.6: Esquema simplificado de las conexiones a tierra ..... 134

Figura 8.7: Especificaciones del cable empleado en los conductores de protección ..... 135

Figura 8.8: Índice y niveles de riesgo por tormentas ..... 137

Figura 8.9: Descarga indirecta de un rayo ..... 137

Figura 8.10: Tipos de interruptores diferenciales, en función de la protección frente a las corrientes residuales ..... 140

Figura 8.11: Esquema unifilar de la instalación ..... 142



## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1: Radiación global promedio en España en el último año .....	33
Tabla 5.1: Clasificación y características de los interruptores automáticos.....	60
Tabla 5.2: Características de los interruptores diferenciales .....	61
Tabla 5.3: Clasificación de los fusibles .....	61
Tabla 5.4: Clasificación de las tensiones .....	63
Tabla 6.1: Potencia contratada en un año, en Dulces Galicia .....	73
Tabla 6.2: Consumo energético anual de Dulces Galicia .....	73
Tabla 7.2: Ahorro económico con los módulos CanadianSolar .....	101
Tabla 7.3: Ahorro económico con los módulos CSUN.....	101
Tabla 7.7: Cargas totales resultante de las posibles combinaciones de peso propio, viento y nieve en zona A.....	114
Tabla 7.8: Cargas totales resultante de las posibles combinaciones de peso propio, viento y nieve en zona B.....	114
Tabla A.52.3.EF: Métodos de instalación al aire.....	121
Tabla 8.1: valores de la sección en función de la temperatura y conductividad del Cu, para la caída de tensión, intensidad y longitud en CC.....	123
Tabla 8.2: valores de la sección en función de la temperatura, para la caída de tensión, intensidad y longitud del tramo Inversor-Caja de protección (monofásico) .....	126
Tabla A.52.3.D1D2: Métodos de instalación enterrada .....	127
Tabla B.52.19: Cables multiconductores en conductos enterrados (tipo D1) o cables unipolares en un solo conducto.....	128
Tabla B.52.15: Factores de corrección de la intensidad admisible, para temperaturas ambiente, del terreno, diferentes de 25°C (en conductos enterrados) .....	128
Tabla C.52.1 bis_Metodos D1/D2: Intensidades admisibles en amperios al aire (40°C) .....	128
Tabla 8.3: valores de la sección en función de la temperatura, para la caída de tensión, intensidad y longitud en el tramo Caja de protección-Transformadores (monofásico).....	129
Tabla C.52.3: Formas generales de agrupar los conductores.....	130
Tabla B.52.14: Factores de corrección de la intensidad admisible, para temperatura ambiente diferente de 40°C (instalaciones al aire) .....	131
Tabla 8.4: valores de la sección en función de la temperatura, para la caída de tensión, intensidad y longitud en el tramo Transformadores-IGM (trifásico).....	131
Tabla 8.6: tensión soportada a impulsos por cada una de las 4 categorías .....	139



Tabla 9.1: Precio de la energía de nuestra tarifa energética.....	145
Tabla 9.2: Factura anual de la nave industrial sin energía fotovoltaica .....	146
Tabla 9.3: Ahorro económico obtenido con la instalación fotovoltaica .....	148
Tabla 9.4: Coste neto de la instalación fotovoltaica .....	149
Tabla 9.5: Año de recuperación de la inversión realizada en la instalación fotovoltaica. ....	150

## ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 6.1: Inclinación máxima del módulo .....	79
Ecuación 6.2: Inclinación mínima del módulo .....	79
Ecuación 6.3: Distancia mínima entre módulos .....	80
Ecuación 7.1: Rendimiento energético de la instalación .....	101
Ecuación 7.2: Energía inyectada a la red.....	101
Ecuación 7.3: Intensidad de cortocircuito de los módulos en función de la temperatura .....	108
Ecuación 7.4: Tensión de circuito abierto de los módulos en función de la temperatura.....	108
Ecuación 7.5: Peso propio por unidad de superficie.....	109
Ecuación 7.6: Presión estática .....	110
Ecuación 7.7: Presión dinámica .....	110
Ecuación 7.8: Coeficiente de exposición .....	111
Ecuación 7.9: Fuerza de exposición .....	111
Ecuación 7.10: Carga de nieve por unidad de superficie .....	112
Ecuación 7.11: Carga total por combinación de la influencia del peso propio, viento y nieve .	114
Ecuación 8.1: Sección para circuito monofásico y corriente continua .....	123
Ecuación 8.2: Sección para circuito trifásico .....	131
Ecuación 8.3: Corriente de cortocircuito, método simplificado .....	138
Ecuación 8.4: Resistencia de un conductor .....	138





# **CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS DEL PROYECTO**



## 1.1 INTRODUCCIÓN

El propósito de este proyecto es la aplicación de una instalación fotovoltaica real, que incorporará en un futuro la empresa de Dulces Galicia SL, en su nave industrial. Se obtendrá así una parte de la energía que se consume de esta instalación, que es gratuita, lo que nos supondrá un ahorro económico anual, y limpia para el medio ambiente.

Para ello se comenzará explicando las consecuencias que han hecho que la humanidad se replantee el uso de energías limpias para el medio ambiente y de uso inagotable, y se explicaran brevemente estas energías, entre las que se sitúa la que se va a emplear en nuestro proyecto (energía solar fotovoltaica).

La tecnología fotovoltaica es aquella que transforma la radiación solar en energía eléctrica. Este proceso tiene lugar en los paneles fotovoltaicos que están compuestos por un material semiconductor (principalmente silicio cristalino) cuyos electrones sufren una excitación debida a la radiación solar creando una diferencia de potencial.

Se expondrá la evolución que ha sufrido la tecnología fotovoltaica a lo largo de los años a nivel global y en nuestro país, viendo el aprovechamiento energético que este hace de esta energía procedente del sol.

En este momento se comenzará con una explicación exhaustiva de la energía fotovoltaica, lo que está implicado directamente en ella, como son los módulos fotovoltaicos, y lo que lo está de manera indirecta, como lo es toda la aparamenta eléctrica que esta implica, por ejemplo, los inversores, encargados de transformar la corriente continua proporcionada por los módulos solares en corriente alterna, que es la que consumen los equipos eléctricos en nuestro país. De esta forma se podrá conocer el equipo empleado y el porqué de su uso.

A partir de aquí, se comenzará a dimensionar la instalación fotovoltaica que se usará en nuestra nave industrial, explicando paso a paso, todo lo necesario para una correcta instalación, adecuada al uso que se le quiere dar, como el consumo previsto de la nave, normativa empleada, elección del tamaño de la instalación, potencia instalada, módulos fotovoltaicos empleados, esfuerzos que estos originan en la estructura, etc.

En este proceso se incluirán, vistas de la instalación fotovoltaica, facilitando la comprensión del lugar en el que se dispondrán los módulos, así como su posición óptima respecto al sol, la disposición del cableado y otros equipos.

Se concluirá con un estudio económico de lo que supondrá tener esta instalación fotovoltaica incorporada en nuestras instalaciones, para ver el ahorro que esta podrá proporcionarnos a lo largo de su vida útil y el tiempo de amortización de esta.

## 1.2 OBJETIVOS

Está claro que el principal objetivo de esta y cualquier otra instalación interconectada es el ahorro económico que se conseguirá con ella, al usar menos energía procedente de la red de distribución, sobre todo en estos tiempos en los que el precio de compra de la energía está subiendo sobremanera (este último año ha subido un 11% a nivel doméstico y un 9% a nivel industrial). Esto se debe al crecimiento del uso de aparatos electrónicos, tablets, smartphones, etc., el encarecimiento de los combustibles fósiles y la entrada al mercado de los coches eléctricos.

Pero para maximizar el ahorro económico que se obtendrá con esta instalación fotovoltaica, y poder ejecutarla con la mayor exactitud posible se buscara cumplir los siguientes objetivos:

- Documentación exhaustiva del campo técnico que engloba la energía solar fotovoltaica, para poder diseñar adecuadamente una instalación fotovoltaica, en función de las características del cliente y conocer el equipo que mejor se adapte a dichas características.
- Uso de la normativa y legislación vigente al diseñar esta instalación fotovoltaica, de tal manera que podamos llevar este caso práctico a la realidad, prácticamente en su totalidad, puesto que la previsión es la de poder aplicar esta instalación fotovoltaica de cara a un futuro próximo.
- Estudio de los consumos previstos de la nave industrial durante un año, para determinar cuál es la máxima potencia que podrá tener la instalación fotovoltaica, y cuál es la óptima en función de la normativa.
- Estudio de los espacios libres disponibles en el exterior de la nave, la orientación e inclinación de los módulos y las sombras que puedan afectarles, para determinar la posición y el tamaño ideales, que nos proporcionen el mejor rendimiento posible.
- Selección entre varios, del mejor módulo fotovoltaico, acorde a las características de nuestra instalación.
- Determinación de las cargas por compresión que la instalación fotovoltaica originará en la cubierta, para ver si esta será capaz de soportarlas, y las cargas de succión que se originarán en los puntos de apoyo, de la estructura soporte de los módulos, para una correcta fijación.
- Conseguir que la amortización de la instalación fotovoltaica se lleve a cabo durante los primeros 10/11 años de uso. Así tendremos un ahorro económico de unos 15/14 años al menos, puesto que la vida útil de los paneles fotovoltaicos suele ser de 25 años, como mínimo. Además, como la garantía de los módulos fotovoltaicos suele ser de unos 10 años, la amortización tendrá lugar en tiempo de garantía.



# **CAPÍTULO 2: LA NECESIDAD DEL USO DE ENERGÍAS LIMPIAS PARA EL MEDIO AMBIENTE Y TIPOS DE ENERGÍAS RENOVABLES**



## 2.1 EL SOL, FUENTE DE ENERGÍA PRIMARIA

El sol es una estrella que emite luz y calor, situada en el centro del sistema solar, al que pertenece nuestro planeta, entre otros, ocupando el 99% del total de la materia de dicho sistema.

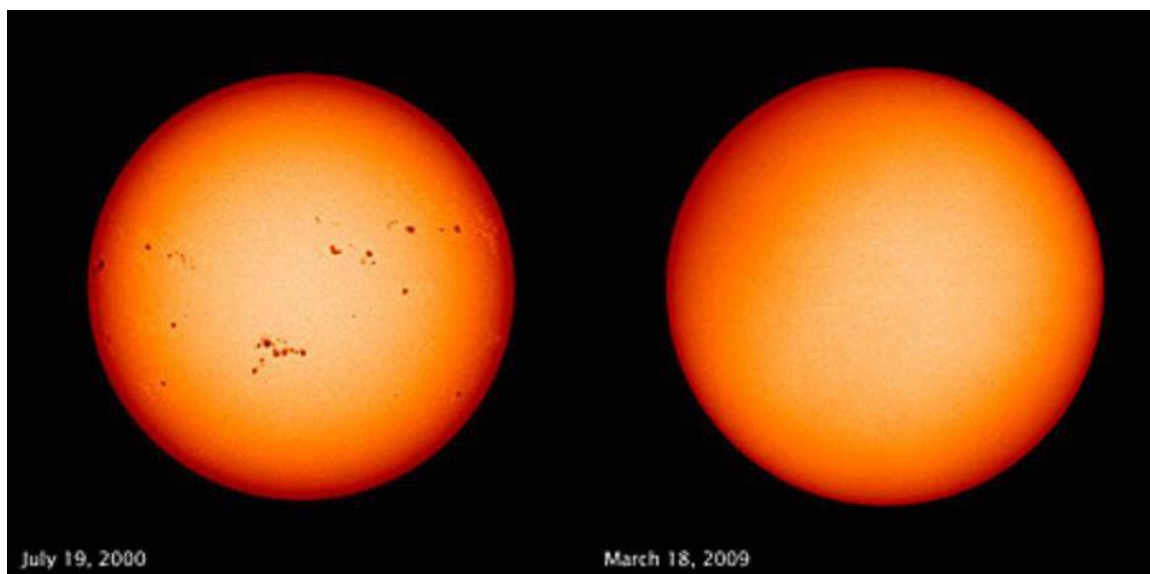
Es una bola incandescente cuyo radio tiene unos 696000 km, una masa de  $1,99 \times 10^{30}$  kg (unas 332.946 veces superior a la de la tierra) y un volumen que supera 1.300.000 veces al de la tierra. Tiene un periodo de rotación sobre su eje de 25 a 36 días.

Su temperatura ronda los 5000 K en superficie, alcanzando 16.000.000 K en su centro. Emite una energía de unos  $3,83 \times 10^{26}$  J/s de la cual la tierra recibe en su atmósfera  $1367 \text{ W/m}^2$ .

Esta energía tiene su origen en las reacciones nucleares que se producen al liberarse los protones de hidrógeno del núcleo, liberando grandes cantidades de energía. El sol está compuesto por un 71% de hidrógeno, 27% de helio y el 2% de elementos pesados (hierro, silicio, magnesio, etc.).

Como hemos dicho esta energía llega a nuestro planeta en forma de luz y calor. La luz se transmite a diferentes frecuencias y longitudes de onda, resultando en luz visible y no visible. La **zona visible** está comprendida entre 380 y 780 nm. Por debajo de este rango se sitúa la **luz infrarroja** y por encima la **luz ultravioleta**.

De hecho, la energía transmitida por el sol es causante, en nuestro planeta, de fenómenos como el viento, principal fuente de la energía eólica, y las olas y mareas de las que también se obtiene energía eléctrica.



*Figura 2.1: Fotos tomadas con 9 años de diferencia en las que se observa la actividad solar (Fuente: Nasa, Abril 2018)*

## 2.2 UN CAMBIO EN EL APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO

Nuestra principal fuente de energía proviene del sol, siendo necesaria para el desarrollo de la vida en nuestro planeta, en forma de luz y calor. Pese a ello durante los últimos 100 años el ser humano ha estado y continúa usando fuentes energéticas muy contaminantes y que además se van agotando con su uso.

Estas energías son conocidas como **no renovables** (carbón, petróleo, gas natural y nuclear), y se caracterizan porque con el uso de pequeñas cantidades, mediante procesos de combustión, se obtienen elevados niveles de energía. Pero debido a que su uso es limitado, estando a punto de acabarse, y la gran contaminación que dejan sus residuos, hasta el punto de poner en peligro el equilibrio ecológico de nuestro planeta, se está retomando la idea de volver a usar energías limpias e ilimitadas, que no ponen en riesgo a nuestro planeta, como fuente principal de energía. Estas son las energías **renovables** (solar, geotérmica, eólica, hidráulica y biomasa).

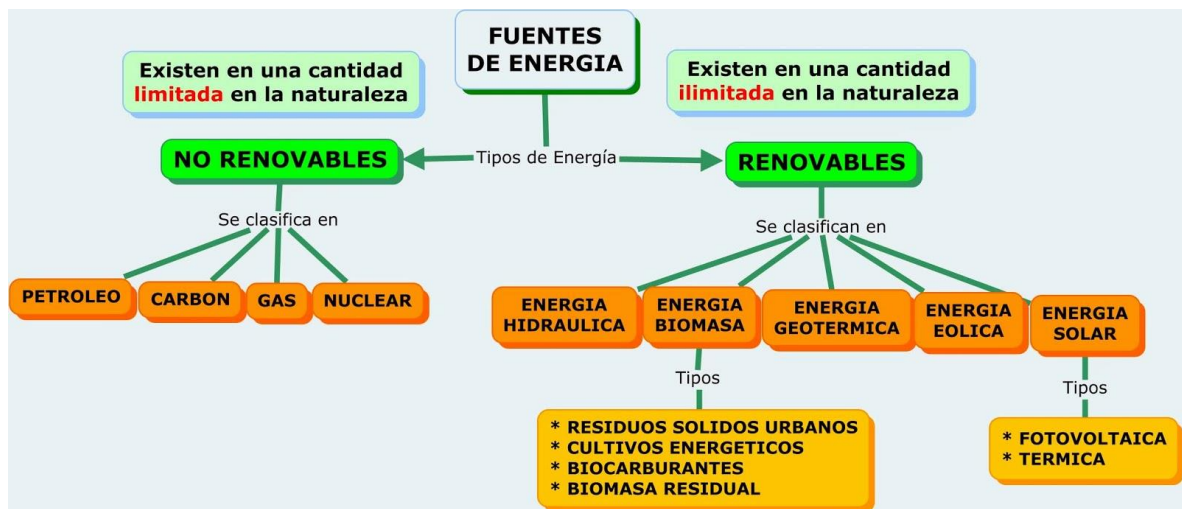


Figura 2.2: Clasificación de las energías (Fuente: tecnologia3alila, Abril 2018).

## 2.3 CONSECUENCIAS DEL USO DE ENERGIAS CONTAMINANTES

Los combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas) son los causantes de los problemas en el medio ambiente (emisiones de CO<sub>2</sub>, azufre...), ya que están involucrados en la mayor parte de los procesos de obtención de energía. Con el tiempo la humanidad ha ido sintiendo los efectos negativos consecuentes del uso de estos combustibles. Por ello los problemas más significativos derivados de su uso son:

- Destrucción de la capa de ozono
- Cambio climático
- El efecto invernadero
- Lluvia ácida

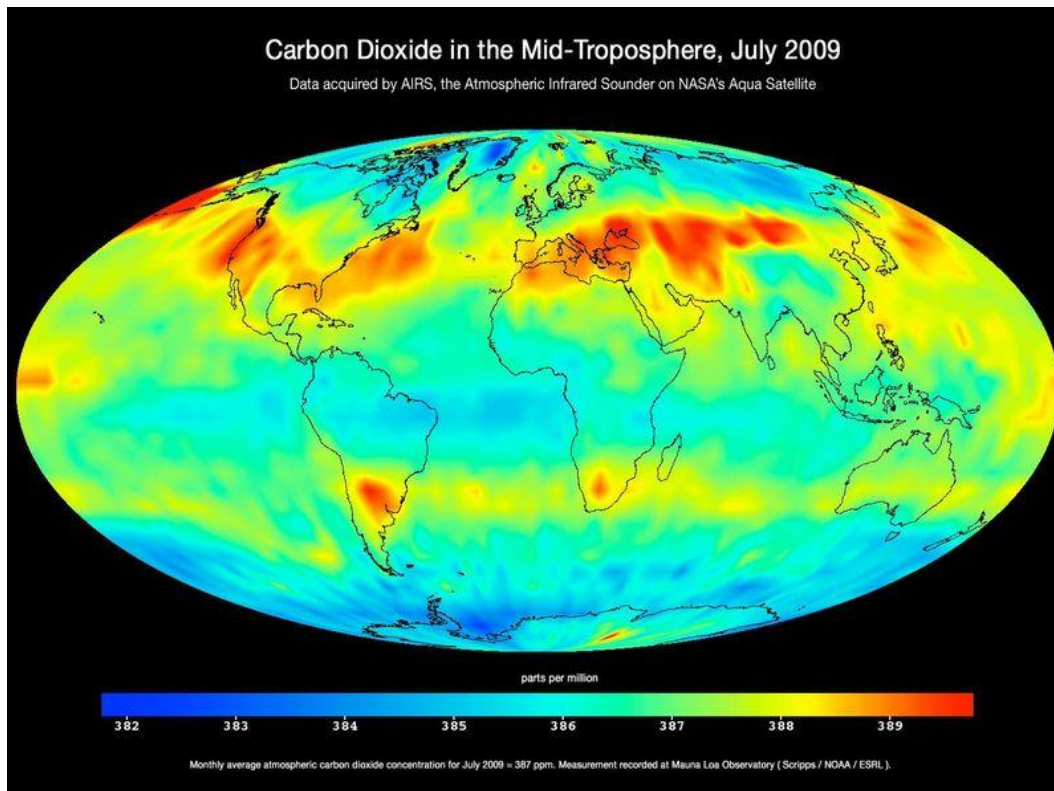


La **lluvia ácida** es un fenómeno derivado de la combinación de la humedad del aire con los óxidos de azufre y nitrógeno, que son emitidos por vehículos, fábricas, calefacciones, etc., dando la creación de ácidos sulfúrico y nítrico. Estos son arrastrados a la superficie de la tierra por las lluvias, lo que origina graves daños como muerte de la vegetación, corrosión de edificios, monumentos... ya que estos ácidos son muy corrosivos y tóxicos.

A modo de ejemplo mostraremos la cantidad de elementos contaminantes que arroja a la atmosfera una central térmica en la producción de electricidad usando carbón como combustible:

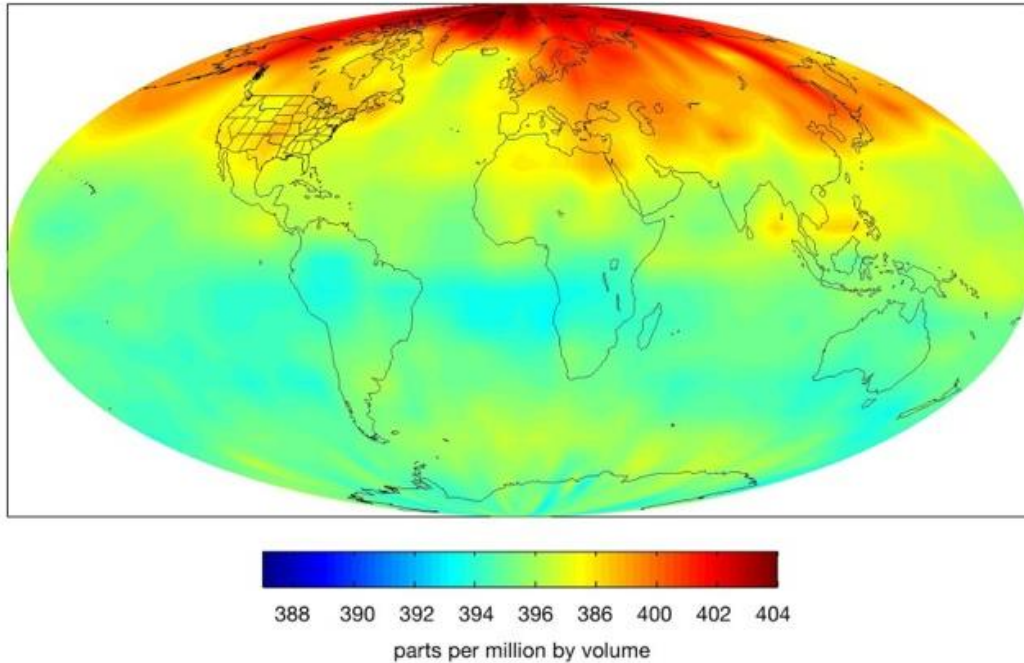
- Alrededor de 43000 toneladas de  $\text{SO}_2$ .
- Entre 20000-22000 toneladas de  $\text{NO}_x$ .
- 300000 toneladas de cenizas, que poseen 400 toneladas de metales pesados.

El **efecto invernadero** es un fenómeno que ha estado presente de forma natural en la tierra, debido a que el vapor de agua, el dióxido de carbono, el metano y otros gases han estado siempre presentes en la atmósfera, ayudando a regular la temperatura. Sin embargo, el problema ha empezado a constar hace un siglo, con el crecimiento de la actividad humana y como resultado una emisión anormal de dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) y otros gases a la atmosfera. Lo que ha originado un aumento de la temperatura de la tierra progresivo, ya que el aumento en la concentración de estos gases impide que los rayos solares que entran a la tierra salgan rebotando y produciendo este aumento de temperatura.



## Carbon Dioxide in Earth's Mid-Troposphere, April 2013 Monthly Average

Global average concentration 396.86 ppm in mid-troposphere (roughly 3-6 miles (5-9 km) in altitude)  
Data source: AIRS, the Atmospheric Infrared Sounder on NASA's Aqua satellite



**Figura 2.3: Imágenes de la concentración de CO<sub>2</sub> tomadas en diferentes años (Fuente: Nasa, Abril 2018).**

A modo de ejemplo podemos observar la concentración de CO<sub>2</sub> en estos dos mapas del mundo, uno tomado en 2009 y el otro 4 años más tarde. Como vemos se ha producido un incremento de CO<sub>2</sub> a medida que transcurren los años, pasando de una concentración media anual de 387 ppm en 2009 a 397 ppm en 2013.

La **destrucción de la capa de ozono** tuvo un rápido efecto, por fortuna se ha frenado bastante en la actualidad. El ozono es un gas incoloro, irritante y corrosivo, cuya molécula está compuesta por 3 átomos de oxígeno (O<sub>3</sub>).

La formación de este gas tiene lugar en la atmosfera al reaccionar el oxígeno con las radiaciones ultravioletas procedentes del sol, que formara una capa alrededor de la tierra aislándola de los peligrosos rayos ultravioleta. Sin esta barrera protectora se originarían graves problemas en la tierra:

- Destrucción del fitoplancton, fundamental para el desarrollo de la vida marina.
- Un gran aumento de casos de cáncer de piel.
- Debilitamiento del sistema inmunológico de los animales.

El debilitamiento y posterior destrucción de la capa de ozono es causa de los llamados clorofluorocarburos, CFC, utilizados en los equipos de frío y aire acondicionado de todo

el mundo y en la producción de aerosoles destinados a perfumería y farmacia. Siendo el proceso en el que perjudican a la capa de ozono el siguiente:

1. Al liberar los CFC en la atmosfera estos ascienden rápidamente a la estratosfera.
2. Allí la luz del sol los descompondrá, liberando átomos de cloro.
3. Estos átomos de cloro son los causantes de dicha destrucción
4. En aquellos lugares en los que ha desaparecido la capa de ozono, penetran los rayos ultravioletas llegando a la superficie terrestre, que causaran los problemas mencionados anteriormente.

Por fortuna la humanidad se percató de tal problema y hace unos años se firmó un convenio internacional que prohíbe el uso de los CFC, sustituyéndolos por otros que nos son dañinos. Actualmente la capa de ozono está experimentando una ligera recuperación.

El **cambio climático**, definido por la convención marco de las Naciones Unidas como: un cambio en el clima atribuido directa o indirectamente a la actividad humana que modifica la composición de la atmosfera mundial y que se suma a la variabilidad natural del clima observada durante períodos de tiempo comparables, se debe a un aumento de los gases de efecto invernadero ( $\text{CO}_2$ , metano,...) en la atmosfera, lo que originará un aumento de la temperatura en la tierra. Este efecto es retardado, puesto que los grandes océanos son más fríos y tardan más en calentarse que la tierra.

Este problema debe ser resuelto cuanto antes ya que el panel internacional de las Naciones Unidas prevé un calentamiento de la tierra de 1,5 a 4,5 °C para el año 2100, lo que podría ser catastrófico.

En este panel internacional se argumentó que el calentamiento actual de la tierra no tiene precedentes en los últimos 10.000 años, cosa que se lleva observando desde la segunda mitad del siglo XX y se debe fundamentalmente al crecimiento de gases de efecto invernadero en la tierra (mayormente  $\text{CO}_2$ ).

Este problema se está intentando solucionar a través del Protocolo de Kioto, un convenio internacional en el que participan los grandes países del mundo, como Estados Unidos, China y la India.

Aunque años atrás se dudaba del cambio climático, actualmente es una realidad y sus efectos ya se han empezado a notar, tales como:

- Mayor número de huracanes en aquellos lugares donde se originan.
- Formación de tornados y huracanes en lugares donde antes no tenían lugar.
- Deshielo de zonas árticas destruyendo sus ecosistemas.

- Aumento del nivel del mar (de 0,5 a 2 metros en los siguientes 50 años), lo que conllevará la desaparición de zonas costeras e incluso países enteros.
- Lluvias torrenciales
- Incendios Forestales
- Sequías, apareciendo nuevas zonas desérticas y aumento de las ya existentes. De hecho, ya se puede apreciar esto en el área mediterránea. La zona sur de la Península Ibérica se está desertizando.
- Extinción de especies vegetales y animales, llegando hasta un millón en los últimos 40-50 años.

Una de las soluciones propuestas por la **ONU** (Organización de las Naciones Unidas), para luchar contra el cambio climático, es disminuir el consumo de carne. Pese a todas las ventajas que implica en la nutrición humana, tiene ciertos inconvenientes para la vida en la tierra:

- Tala de árboles, erosión, en zonas forestales, para instalar ganaderías. Por lo que dejan de absorber CO<sub>2</sub> y de emitir O<sub>2</sub>.
- Las vacas y otros rumiantes emiten grandes cantidades de metano que es 23 veces más dañino que el CO<sub>2</sub>. De hecho, un tercio de las emisiones de gases de efecto invernadero proviene de la producción de carne.

## 2.4 CLASIFICACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Debido a los factores mencionados anteriormente el ser humano está desarrollando nuevas tecnologías en el aprovechamiento energético limpio, que no perjudique a la vida en nuestro planeta. Estas fuentes de energías renovables son:

- Energía hidráulica
- Energía eólica
- Energía geotérmica
- Biomasa
- **Energía Solar**

### 2.4.1 ENERGÍA HIDRÁULICA

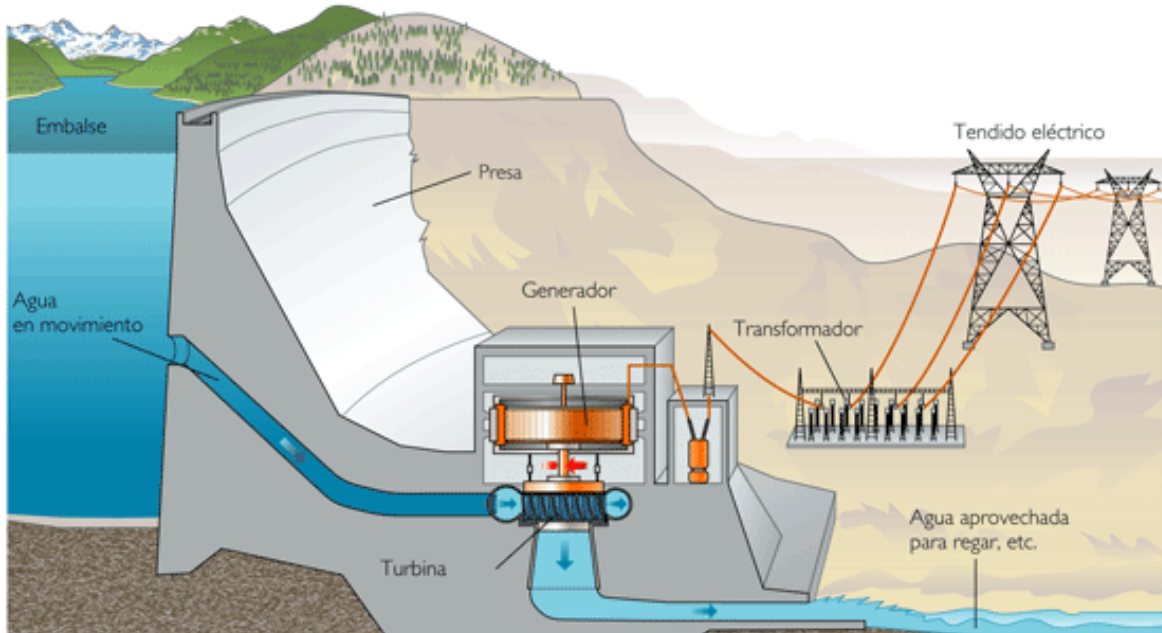
No cabe ninguna duda de que el hombre, desde sus inicios, lleva aprovechando el movimiento de las aguas para transportar mercancías, moverse de un punto a otro, moler cereales (molinos de agua), etc. Por ello la energía hidráulica es una de las energías renovables más antiguas, estando su uso muy consolidado.

El aprovechamiento de esta energía tiene su origen en las **centrales hidroeléctricas**, cuyo principio se basa en el transporte del agua, por una tubería, desde un punto más

alto a otro más bajo, lo que hará que gane velocidad y presión (Energía Potencial y Cinética). Al final de su recorrido se topará con una turbina conectada con un generador. El paso del flujo del agua moverá las aletas de dicha turbina, y este movimiento de rotación que se transmite al generador, producirá electricidad.

Estas **centrales hidroeléctricas** están compuestas por los siguientes elementos:

1. **Embalse:** Lugar donde se retiene el agua del curso de un río.
2. **Presa:** Estructura que contiene el agua del embalse.
3. **Rejillas de filtrado:** Retiene las partes sólidas que pueda arrastrar el agua.
4. **Tubería forzada:** El agua que baja por esta tubería, experimenta un aumento de velocidad. La energía potencial (debida a la diferencia de altura) se transforma en energía cinética (por el movimiento).
5. **Turbina Hidráulica:** El agua proveniente de la tubería, llega a la turbina, transformando su energía cinética en movimiento rotativo.
6. **Eje:** Rota al mover el agua las hélices de la turbina.
7. **Generador eléctrico:** Transforma el movimiento rotativo del eje en electricidad de media tensión.
8. **Transformadores:** Elevan la tensión producida en la central, para facilitar el transporte de esta.
9. **Línea de transporte de la electricidad:** hasta la red general.



*Figura 2.4: Imagen de una central hidroeléctrica y sus componentes (Fuente: Xunta de Galicia, Abril 2018).*

## 2.4.2 ENERGÍA EÓLICA

Los cuerpos en movimiento (el viento es el efecto de aire en movimiento, siendo el aire un cuerpo) experimentan energía. Luego la energía eólica es la que origina el

viento. Además, al igual que la energía hidráulica, el ser humano ha aprovechado desde siempre la energía producida por el viento: navegación, molinos de viento para moler el trigo, etc.

El aire es una mezcla de gases, compuesto principalmente por nitrógeno (78%) y oxígeno (21%). El 1% restante se compone de vapor de agua, dióxido de carbono, argón, neón y partículas contaminantes. Estas partículas contaminantes proceden de la actividad humana producida en la superficie de la tierra.

El efecto del viento se debe al calentamiento que produce el sol en la tierra, este calor calienta el aire frío procedente del mar y debido a que el aire caliente es menos pesado, asciende, atravesando obstáculos, como montañas, lo que provocara turbulencias y la aparición del viento.

Esta energía que aporta el viento se aprovecha para generar electricidad a través de los llamados **aerogeneradores**. Su funcionamiento es sencillo: el viento hace girar las palas de la hélice y esta, mediante un sistema de engranajes, mueven un generador que produce electricidad.

Estos **aerogeneradores** se componen de:

- **Hélice o rotor:** Elemento sometido a la acción del viento directa, que genera un movimiento rotativo, transmitido a una caja de engranajes.
- **Multiplicador o caja de engranajes:** aumentan la velocidad del rotor y transmiten esta energía al generador.
- **Freno:** Regula el funcionamiento de la instalación
- **Generador:** Aquí se genera electricidad a través del movimiento.
- **Góndola o carcasa de protección:** En su interior se hallan los principales equipos del aerogenerador.
- **Torre:** Sujeta a todos los componentes anteriores. Cuantas más altas sean mejor, ya que se consiguen vientos de mayor velocidad.
- **Equipo de control:** Como su propio nombre cita, controla todo el aerogenerador, en función de las condiciones externas y necesidades productivas.

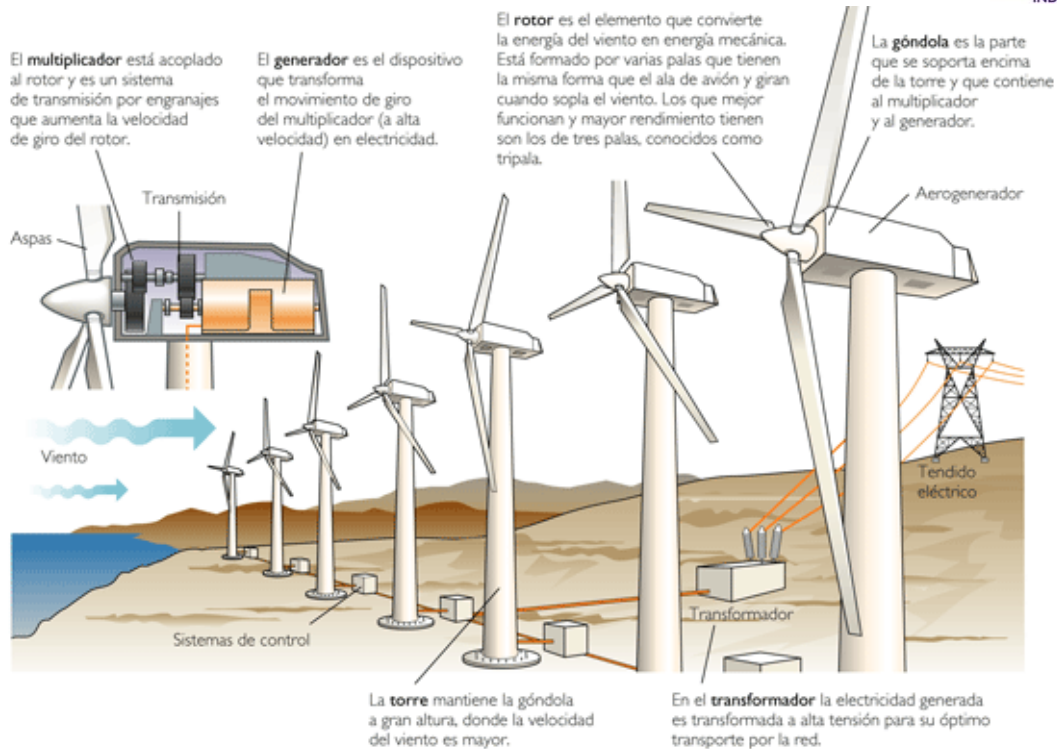
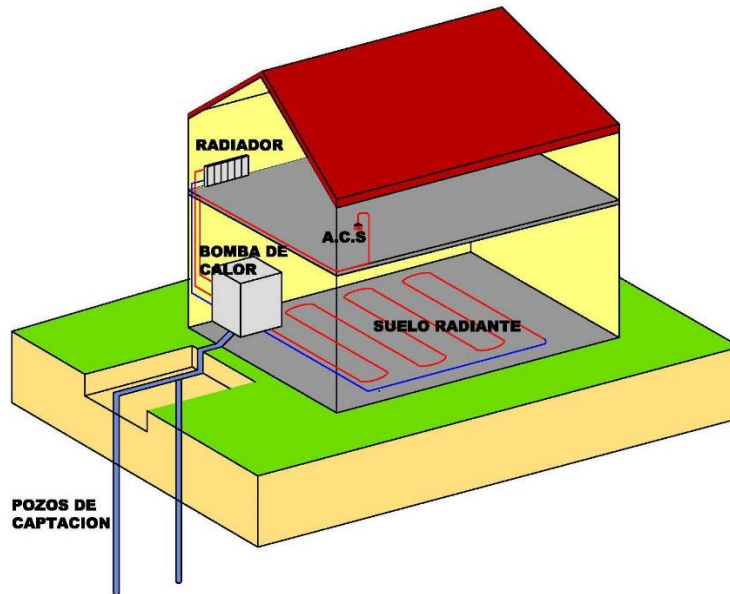


Figura 2.5: Aerogeneradores de una central eólica (Fuente: Xunta de Galicia, Abril 2018).

### 2.4.3 ENERGÍA GEOTÉRMICA

La energía geotérmica es la energía que proviene de las variaciones de temperatura que ocurren en el interior de la tierra. Esta temperatura aumenta progresivamente según se profundiza, alcanzando en el centro de la tierra temperaturas del orden de 5000 °C, siendo este gradiente térmico la forma de obtención de energía.

De esta forma se pueden alcanzar profundidades de 50 a 150 metros para encontrar energía térmica, transportando un fluido calo portador (agua glicolada), a través de tuberías verticales que alcanzan dichas profundidades y posteriormente este fluido llevará el calor hasta la vivienda. El calor útil entrará en la vivienda impulsado por un circuito hidráulico de distribución, llegando a los radiadores, suelo radiante, etc.



**Figura 2.6:** Sistema de calefacción de una casa empleando energía geotérmica (Fuente: Solargal, Abril 2018).

La energía geotérmica tiene un gran rango de aplicaciones tales como:

- Balnearios, para baños o para beber el agua por sus propiedades terapéuticas.
- Agricultura, cuyas aplicaciones pueden ser: calentar invernaderos, calentar el suelo, etc.
- Climatización de viviendas, pudiendo enfriar las viviendas en verano y calentarlas en invierno.
- Acuicultura, regulando la temperatura de las piscifactorías.
- Otros usos industriales (secar productos, calentar fluidos, ...)

#### 2.4.4 BIOMASA

La biomasa es la energía que almacena cualquier material orgánico y que sea utilizable. Esta energía se puede obtener de dos formas:

- **Combustión directa:** resulta de la aplicación de calor a la madera o a hojas y ramas secas, materiales que poseen una baja humedad, y liberan el calor que contienen.
- **Combustión indirecta:** se aplica a biomasa con un alto contenido de humedad, como es el mosto de uva, que al transformarse sus azúcares en alcohol puede ser usado como energía.

Así podemos considerar dos fuentes de biomasa:

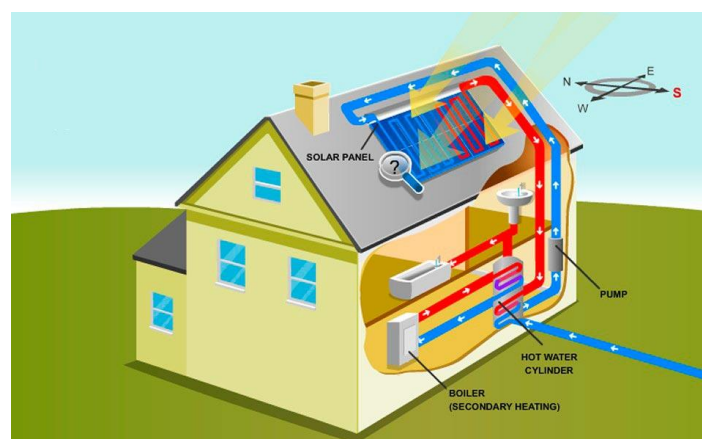


1. **Madera, cosechas, basuras y semillas:** el calor que emiten durante su combustión se emplea en calentar agua para calefacción o para generar vapor y posteriormente producir electricidad.
2. **Fermentación de basuras y desperdicios agrícolas y humanos,** que al fermentar darán lugar a:
  - Gas metano: cuya combustión da lugar a un desprendimiento de calor.
  - Bioetanol: un alcohol que tiene un amplio rango de aplicaciones (alimentación, energía, ...)
  - Biodiesel: se usa como combustible en vehículos y máquinas.

### 2.4.5 ENERGÍA SOLAR

Esta energía se basa en el aprovechamiento directo de la energía transmitida desde el sol, dividiéndose en función de basarse en el calor o la luz:

- **Solar Térmica:** sus instalaciones (paneles térmicos) captan el calor del sol y lo transforman en calentamiento de agua para necesidades industriales o domésticas (duchas, piscinas,) o calefacción de casas y edificios. El CTE establece por normativa que todas las casas y edificios incorporen instalaciones solares térmicas.
- **Solar Fotovoltaica:** con sus instalaciones (módulos fotovoltaicos) se consigue captar la luz del sol y se transforma directamente en electricidad. Nuestro estudio se basa en el aprovechamiento de esta energía.
- **Solar Termoeléctrica:** es el resultado de la combinación de las dos energías anteriores, produciendo calor y electricidad con la energía recibida del sol.



**Figura 2.7:** Instalación solar térmica en una vivienda para calentar agua (Fuente: Reledsa, Abril 2018).



# CAPÍTULO 3: ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA



### 3.1 INTRODUCCIÓN

Los paneles o módulos fotovoltaicos, cuyos componentes principales son las células fotovoltaicas, transforman la energía luminosa del sol en energía eléctrica. Es por ello un sistema de generación limpio, no produce emisiones ni residuos, y tiene muchas aplicaciones puntuales.

Es una tecnología joven que ha experimentado un crecimiento y una importancia muy grande en pocos años, ya que presenta un amplio abanico de posibilidades y una gran versatilidad, cubriendo las necesidades eléctricas en los lugares en los que no alcanza la red eléctrica convencional.

Nuestro proyecto se basa en el uso de esta energía para cubrir parte de las necesidades eléctricas que demanda la industria en la que va a instalarse y con ello obtener un ahorro en las facturas eléctricas.

### 3.2 EVOLUCIÓN HISTÓRICA

No cabe duda en que la energía solar siempre ha estado presente en la vida del planeta siendo esta imprescindible para el desarrollo de la vida. Pero la forma en que la civilización humana ha hecho uso de ella, mediante la creación de nuevas estrategias y tecnologías, ha experimentado una larga evolución.

Ya las primeras civilizaciones se dieron cuenta de la importancia del uso de esta energía, y a medida que estas civilizaciones han ido evolucionando también lo han hecho las técnicas en el aprovechamiento de la energía solar. Estas primeras civilizaciones comenzaron obteniendo provecho de la energía solar pasiva, posteriormente se desarrollaron técnicas para el uso de la energía solar térmica y como logro final se añadió la energía solar fotovoltaica.

#### 3.2.1 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA. PRIMERAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

A mediados del siglo XIX el francés Alexandre Edmond Becquerel descubrió el efecto fotovoltaico. Becquerel se encontraba experimentando con una pila electrolítica con electrodos de platino y se percató de que al exponerla al Sol subía la corriente. Este fue el inicio de la energía solar fotovoltaica.



**Figura 3.1: Alexandre Edmond Becquerel (Fuente: Sitiosolar, Abril 2018).**

En el año 1839 el ingeniero eléctrico Willoughby Smith, de procedencia inglesa, descubre el efecto fotovoltaico en sólidos. Concretamente sobre el Selenio.

Cinco años más tarde William Grylls Adams, profesor de filosofía natural en el King College de Londres, junto con su alumno Richard Evans Day, averiguaron que cuando se exponía el Selenio a la luz, se producía una generación de electricidad. De esta forma, crearon la primera célula fotovoltaica de Selenio.

Sin embargo, la cantidad de electricidad que se obtenía de estas células era muy reducida y quedaba descartada cualquier aplicación práctica.

A comienzos del siglo XX Albert Einstein estudio la naturaleza de la luz y describió el efecto fotoeléctrico.

En 1920 Millikan, físico norteamericano, reafirmaría completamente la teoría desarrollada por Einstein del efecto fotoeléctrico.

Al año siguiente, se le otorgaría a Albert Einstein el Premio Nobel de Física por su trabajo dedicado al efecto fotoeléctrico, en el cual se basa la tecnología fotovoltaica.

En 1954 Gerald Pearson perteneciente a Laboratorios Bell, se encontraba experimentando con semiconductores y descubrió que el Silicio junto con algunas impurezas era muy sensitivo a la luz. Una célula fotovoltaica basada en este material era mucho más eficiente que las anteriores compuestas por Selenio. A raíz de este descubrimiento los Laboratorios Bell construyeron el primer módulo fotovoltaico experimental, pero que no tuvo aplicación inmediata a nivel industrial, ya que tenía un coste demasiado elevado.

Estas células empezaron a utilizarse como generadores de energía eléctrica para los satélites, a comienzos de los 60. Daba comienzo la era espacial.

Fue a comienzos del año 1970 cuando esta tecnología fotovoltaica iniciaría su aplicación en otros campos de la industria.

A finales del siglo XX con la mejora del rendimiento de las células fotovoltaicas y su disminución en el coste, se ha logrado que sus aplicaciones en los campos de la industria y los servicios sean numerosas.

Las ayudas y subvenciones proporcionadas por el gobierno han contribuido en un rápido desarrollo de esta tecnología.

### 3.2.2 PANELES FOTOVOLTAICOS EN EL ESPACIO

El comienzo del uso de la tecnología fotovoltaica, generación de energía eléctrica a través de la radiación sola, tuvo lugar en los dos Satélites geoestacionarios de URSS y USA.

Esto fue gracias a los avances logrados en el año 1954 con el descubrimiento de la celda de Silicio, cuya eficiencia rondaba el 6%, y con ello su producción comercial.

El 1 de febrero de 1958 los EEUU, lanzarían al espacio el primer satélite, el Explorer 1, que integraba paneles solares. En su diseño se utilizaron células solares desarrolladas por Peter Iles, empleado de Hoffman Electronics.

Este acontecimiento suscito gran expectación, lo que impulsaría la producción y lanzamientos de Satélites geoestacionarios, alimentados con una energía proveniente de un dispositivo de captación de luz solar. También comenzaría la búsqueda de paneles solares más eficientes en la industria tecnológica.

En el año 1970 se creó la primera célula solar con heteroestructura de arseniuro de galio (GaAs) que poseía una alta eficiencia. Su desarrollo tuvo lugar en la Unión Soviética.

Hoy en día la eficiencia de un panel aeroespacial es muy elevada pudiendo superar el 30%, puesto que estos paneles están diseñados con dopados muy eficientes y radiactivos pero que en el espacio no tiene importancia alguna. Además, la irradiación que incide sobre estos es superior a la que incide en la tierra, puesto que no hay atmosfera ni otros elementos que la reduzcan.

### 3.2.3 PANELES FOTOVOLTAICOS EN ACTIVIDADES TERRESTRES

A comienzos de la década de los 70, Elliot Berman desarrollo una célula solar increíblemente barata, de esta forma se reducía el coste por vatio un 80%. Esta tecnología usaba un Silicio de menor pureza.

Esta reducción en el coste permitió que el uso de los paneles fotovoltaicos en instalaciones aisladas de la red eléctrica, fuera económicamente viable. En este momento era más barato instalar células fotovoltaicas que trazar toda una línea de cableado.

Por ello las aplicaciones prácticas con la energía solar fotovoltaica se empezaron a disparar: repetidores de sistemas de telecomunicaciones, sistemas de iluminación en líneas férreas...

El boom en el empleo de esta tecnología fue tal, que en 1975 las aplicaciones terrestres ya habían superado a las espaciales.

A partir de los años 80 se comenzó a instalar los primeros módulos fotovoltaicos en viviendas particulares y se comenzó a utilizar esta energía a nivel doméstico.

Desde entonces las células fotovoltaicas han experimentado una continua mejora en su eficiencia junto con una disminución en el precio.

### 3.2.4 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN LA ACTUALIDAD

En el siglo XXI el aumento en el desarrollo industrial y el consumo trae como consecuencia un deterioro del medio ambiente debido a un incremento de las emisiones de CO<sub>2</sub> y otros gases que van degradando la capa de ozono y afectan negativamente a la salud del hombre. Como consecuencia de este aumento en el nivel de contaminación mundial los gobiernos están tratando de reducir esta contaminación mediante el empleo de energías renovables, como lo es la energía solar fotovoltaica.

Por ello se está produciendo un desarrollo vertiginoso tanto en la producción de paneles fotovoltaicos, cada vez más económicos y eficientes, como en la implementación de estos en grandes plantas solares conectadas a la red eléctrica.

Los mayores productores de esta energía limpia e "inagotable" son actualmente, Alemania, EE. UU., Australia y Japón.

En Deming, Nuevo México se sitúa una Planta Fotovoltaica de 300 MW y en Gila Bend, Arizona otra de 280 MW.

Alemania es el país de la Unión Europea con mayor número de instalaciones solares, pese a su escasa radiación solar, posee alrededor del 62% de toda la potencia solar instalada en el continente. El objetivo de este país es obtener, a mediados del siglo XXI,

la mitad de su demanda energética con energías renovables. De hecho, en estos momentos cuentan con 32.698 MW.

Mientras que en Australia se está edificando una planta de 154 MW. El objetivo de este gobierno es el de llegar a 270000 MW con generación fotovoltaica para el año 2020.

España hasta septiembre de 2007 experimento un acelerado crecimiento en plantas fotovoltaicas conectadas a la red, sin embargo, la actual normativa gubernamental, ha limitado la cantidad de megavatios instalados por trimestre para la instalación de plantas solares fotovoltaicas, además de imponer altas tarifas de acceso y peajes para aquellos que deseen vender dicha energía.

A pesar de esto España es líder mundial de energías renovables, contando con la mayor experiencia en tecnología solar. Ha sido líder mundial en el desarrollo y construcción de centrales solares, y posee el primer puesto en sistemas solares de concentración, siendo exportador de su tecnología a muchos países.

### 3.2.5 ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA

Actualmente España se encuentra en una posición complicada en lo que se refiere a energía fotovoltaica. Esta tecnología se está marginando en favor de aquellas pertenecientes a las grandes compañías eléctricas, muy contaminantes y dañinas para la población, de ahí que el margen de beneficios de estas grandes empresas doble al del resto de operadores europeos del sector.

Pese a estos inconvenientes España goza de una posición privilegiada y una climatología enriquecida con radiación solar. Según los datos que nos brinda el IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, la radiación solar global sobre la superficie horizontal en España varía desde los 3,2 kWh/m<sup>2</sup>\*día en la zona más septentrional del territorio, hasta los 5,3 kWh/m<sup>2</sup>\*día en la isla de Tenerife.

Zonas	Sevilla	Almería	Barcelona	Valladolid	Ciudad Real	La Coruña	Valencia
Enero	2,55	2,72	2,12	1,73	2,14	1,55	2,41
Febrero	3,54	3,71	3,07	2,87	3,31	2,54	3,36
Marzo	4,99	5,33	4,63	4,34	4,75	4,09	4,9
Abril	5,91	6,31	5,44	5,2	5,65	4,99	5,95
Mayo	7,08	7,29	6,66	6,42	6,69	5,77	6,98
Junio	7,98	8,06	7,38	7,39	7,71	6,35	7,68
Julio	8,15	7,93	7,33	7,77	8,02	6,44	7,69
Agosto	7,24	7,08	6,3	6,8	7,06	5,87	6,64
Septiembre	5,49	5,52	4,83	5,19	5,3	4,73	5,17
Octubre	4,14	4,22	3,53	3,46	3,92	3,07	3,87
Noviembre	2,88	2,95	2,3	2,12	2,56	1,82	2,66
Diciembre	2,29	2,47	1,87	1,63	1,99	1,46	2,1
<b>Promedio</b>	<b>5,2</b>	<b>5,3</b>	<b>4,63</b>	<b>4,58</b>	<b>4,93</b>	<b>4,06</b>	<b>4,95</b>



Zonas	Málaga	Murcia	Burgos	Madrid	Zaragoza	Palma de Mallorca
Enero	2,71	2,58	1,52	2,08	1,92	2,28
Febrero	3,61	3,44	2,44	3,13	3,07	3,11
Marzo	5,11	4,98	3,92	4,69	4,69	4,85
Abril	5,94	5,81	4,81	5,6	5,52	5,77
Mayo	7,05	6,92	6,12	6,64	6,58	6,96
Junio	8	7,8	7,04	7,67	7,37	7,68
Julio	7,97	7,84	7,48	8,03	7,69	7,67
Agosto	7,08	6,8	6,49	7	6,63	6,67
Septiembre	5,51	5,18	4,89	5,37	5,13	5,12
Octubre	4,21	3,98	3,14	3,7	3,56	3,76
Noviembre	2,9	2,76	1,79	2,39	2,26	2,43
Diciembre	2,38	2,23	1,43	1,91	1,7	2,01
<b>Promedio</b>	<b>5,21</b>	<b>5,03</b>	<b>4,26</b>	<b>4,85</b>	<b>4,68</b>	<b>4,86</b>

*Tabla 3.1: Radiación global promedio en España en el último año (kWh/m<sup>2</sup>\*día).*

El que un país como Alemania, que posee una radiación solar bastante inferior a la nuestra, casi nos triplique en potencia fotovoltaica instalada, demuestra que es posible el aprovechamiento del sol en zonas más desfavorables y el potencial de esta energía. Tomando como ejemplo a Alemania, se estima que con no más del 1,5% de la superficie nacional, en energía fotovoltaica instalada, se podría cubrir todo el consumo eléctrico anual del país. Un espacio fácilmente disponible entre tejados, fachadas y los espacios libres.

También podemos apreciar nuestro potencial como productores y consumidores de energía fotovoltaica al comparar nuestra situación con la de otros países también muy ricos en radiación solar como lo son los pertenecientes a América del Sur.

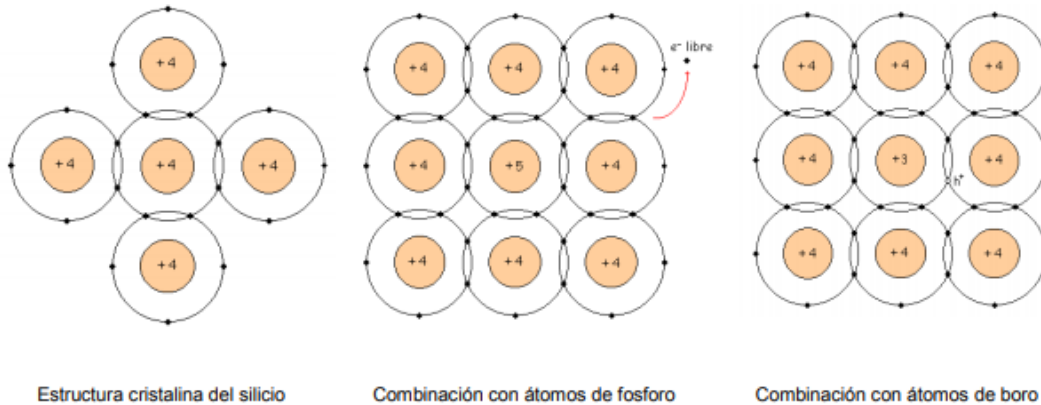
### 3.3 EL MODULO FOTOVOLTAICO

#### 3.3.1 EL EFECTO FOTOVOLTAICO

El silicio, como elemento químico, posee 4 electrones de valencia, que estarán disponibles para unirse con electrones de valencia de otro elemento. Luego en la configuración del cristal de silicio puro, cada átomo estará unido de forma covalente con otros 4 átomos no quedando electrones libres.

Pero, algunos átomos de silicio van a ser sustituidos por átomos de fósforo, que tiene 5 electrones de valencia. Luego, 4 serán usados para formar los enlaces químicos con los átomos adyacentes de silicio, mientras que el quinto, se podrá separar del átomo de fósforo si se aporta una estimulación por una fuente externa de energía térmica, quedando libre.

En cambio, si la sustitución del átomo de silicio se lleva a cabo con átomos de boro, con solo 3 electrones de valencia, sería necesario un electrón adicional que complete los enlaces químicos con los átomos de silicio adyacentes. Este electrón se denomina hueco, que produce el efecto opuesto, mismo efecto que un electrón positivo.



**Figura 3.2: Estructura cristalina del silicio puro, dopado con fosforo o con boro (Fuente: Universitat Rovira i Virgili, Abril 2018).**

Por consiguiente, el enlace con fosforo tendrá potencial negativo y es llamado semiconductor de **tipo N**, mientras que el enlace con boro posera un potencial positivo y será el semiconductor de **tipo P**.

Uniendo materiales de tipo N con los de tipo P se creará un diodo o enlace p-n. Entonces, los electrones libres en la zona n detectaran que en la zona adyacente no hay electrones libres, generando un flujo de estos electrones portadores a la otra zona. Los huecos existentes en la zona p, notaran que hay una zona colindante en la que no existen huecos, produciendo un flujo de cargas positivas opuesto al flujo de electrones. De esta forma se originará un exceso de cargas negativas en la zona p, y en la zona n de cargas positivas.

En el área de unión de ambos materiales se creará un campo eléctrico que va incrementando con la continua difusión de huecos y electrones a lados opuestos. El proceso concluirá al alcanzar el potencial eléctrico un valor que bloquee la difusión de electrones y huecos. Por lo que se habrá creado un campo eléctrico permanente propio.

### 3.3.2 FORMACIÓN DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO

El módulo fotovoltaico está compuesto por un determinado número de células fotovoltaicas, conectadas en serie, que son las generadoras de la corriente continua a través de la incidencia de la luz. El principal material de estas células es el **silicio cristalino ultrapuro**.

El silicio es el segundo elemento más abundante de la tierra, pero se encuentra en forma de dióxido de silicio ( $\text{SiO}_2$ ). Para la obtención del silicio cristalino (Si) se realiza un procedimiento de reducción, agregando carbón al silicio. De esta forma la pureza del silicio pasa a ser superior al 90%, obteniéndose **silicio de grado metalúrgico**, cuya pureza es del 98-99%.

En la fase de purificación se obtiene **silicio grado electrónico**, con una pureza del 99,9999%. Con este elemento, se fabricará el lingote de silicio cristalino que posteriormente se corta en finas obleas de 0,3 mm de espesor.

El silicio así obtenido se funde con impurezas de boro en un crisol y después se cortará en finos discos de 0,3 mm de espesor. Habrá que proceder con un pulido final, ya que la superficie de estas obleas queda dañada con el corte.

De esta forma se obtendrá la **capa tipo P**, silicio dopado con boro.

La lamina que corresponde a la **capa tipo N**, se crea al añadir a altas temperaturas fósforo. El espesor de esta capa es variable, en función de la temperatura y tiempo de proceso.

Debido al pulido final, la superficie del disco puede llegar a repeler hasta un tercio de la luz que incide sobre él. Por ello se crea una superficie rugosa a base de micropirámides, que hará rebotar el rayo incidente hacia el interior de la célula. También se incluye una película superficial antirreflectante. De esta forma se consigue reducir el rechazo de la luz recibida entre un 8-10%. Así se obtendrá la célula fotovoltaica.

Una vez obtenida la célula fotovoltaica, se conectarán muchas células en serie, para aumentar la tensión y la potencia obtenida con cada una, debido al efecto fotovoltaico, con lo que se obtendrá el módulo fotovoltaico.

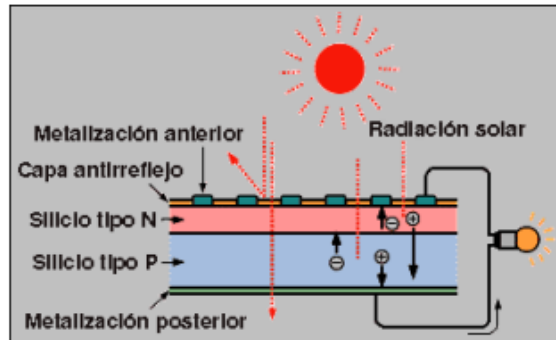
Ahora imaginemos que un fotón incide en la **zona p** del material. Si posee una energía térmica superior a la necesaria para romper un enlace del retículo de silicio, será absorbido creando una nueva pareja electrón-hueco y el electrón libre se moverá a la **zona n**.

En cambio, si el fotón incide en la **zona n**, también se creará una nueva pareja, pero el hueco creado se moverá a la **zona p**.

Por lo que se creará un campo eléctrico, opuesto al creado por el mecanismo de difusión, por tener exceso de cargas positivas en la **zona p** y negativas en la **zona n**.

A mayor número de fotones incidentes, más campos contrarios se anularán, hasta alcanzar el valor límite en el que no haya ningún campo interno que separe cada pareja electrón-hueco. Este efecto es el que determina la tensión a circuito abierto de la

célula fotovoltaica. Si colocamos unos contactos metálicos en la superficie de la célula (que unan ambas zonas) obtendremos corriente eléctrica.



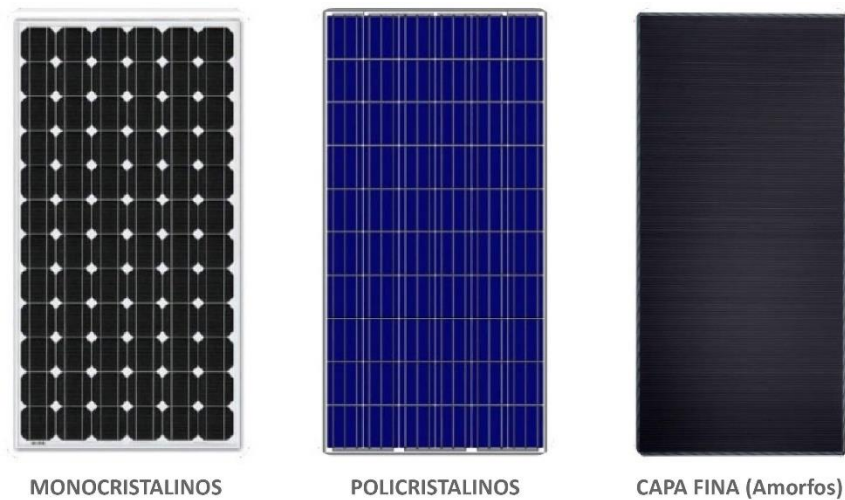
*Figura 3.3: Célula Fotovoltaica (Fuente: Curso de energía solar, Abril 2018).*

### 3.3.3 TECNOLOGÍA DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO

En el mercado internacional actual se ofrecen una gran variedad de módulos, no menos de 800, de al menos 100 fabricantes. Esta variedad viene diferenciada, principalmente, por las garantías que ofrece el tipo de fabricante y por la eficiencia que posee el módulo, y esta eficiencia depende mayormente del tipo de silicio que incorporen sus células:

- **Silicio Monocristalino:** Es el mejor material, pero a la vez el más caro. Las células echas de este material poseen los mayores grados de eficiencia, entre el 16 y el 20%. Se trata normalmente de células con 125 mm de arista. La novedad en el mercado son las de 152 mm. Hace unos años era el material más empleado, actualmente no.
- **Silicio Policristalino:** Actualmente es el material más empleado en las células de silicio ya que su fabricación es más barata que el anterior, y pese a poseer una menor eficiencia que el Monocristalino, del orden de 15 al 18%, muchos de estos alcanzan los rendimientos de los anteriores a un precio más económico. Suelen tener un aspecto azulado, debido a la capa antirreflectante usada. De hecho, el azul tiene las mejores propiedades ópticas. Lo habitual son células con longitudes de arista de 125 a 152 mm. Su nombre se debe a que la cristalización es aleatoria.
- **Silicio Amorfo:** Las células de silicio amorfo, no estructurado, dispuesto de un modo no cristalino, son usadas de muchas maneras, como hacer funcionar calculadoras de bolsillo y relojes de pulsera. Poseen un bajo grado de eficiencia, entre el 6-8%. Como este material tiene una elevada capacidad de absorción de la luz, se pueden poner en capas extra delgadas, pudiendo formar módulos solares flexibles, lo que les permite acoplarse a superficies curvas. Se degradan a mayor velocidad que el resto.

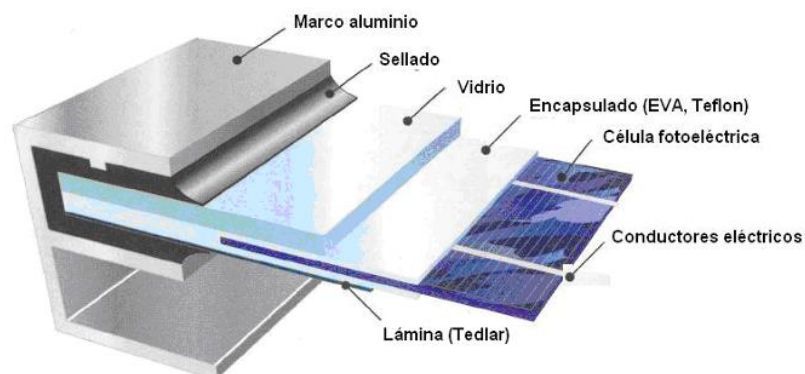
- **Capa Fina:** Pese a poseer un bajo grado de eficiencia, las células de capa fina de **diseleniuro de cobre e indio (CIS)** o **teluro de cadmio (CdTe)** se presentan como un buen material alternativo, ya que las sombras les afectan en menor medida y su eficiencia disminuye menos a mayores temperaturas que las cristalinas.



*Figura 3.4: Tipos de módulos fotovoltaicos (Fuente: tritec-intervento, Abril 2018).*

### 3.3.4 COMPOSICIÓN DE UN MÓDULO FOTOVOLTAICO

Un módulo fotovoltaico está compuesto de varias células solares interconectadas, una protección frente a la intemperie con una lámina de vidrio laminado, una protección contra la destrucción térmica, con uno o varios diodos by-pass y un borne para las conexiones eléctricas. La mayoría también incorporan un marco y una lámina de vidrio trasera.



*Figura 3.5: Estructura de un módulo solar cristalino (Fuente: Fotovoltaica para profesionales, Abril 2018).*



Para la formación del módulo se interconectan eléctricamente un determinado número de células solares, aumentando sus voltajes e intensidades de corriente útiles. Se conectarán en serie para aumentar el voltaje o en paralelo para aumentar la intensidad de corriente.

Cada cadena (un determinado número de células o módulos conectados en serie) estará protegida con un diodo by-pass que evita, en caso de sombreado de células individuales, defectos por sobrecalentamiento excesivo, evitando una merma de rendimiento en todo el módulo. Ya que una célula en ausencia de luz se comporta como un elemento receptor en lugar de productor.

El número máximo de células en un módulo está limitado por el peso y las dimensiones. Ya que debe poseer un buen manejo para su instalación.

Las células se cubren en su parte frontal por una lámina de vidrio solar endurecido y por detrás con otra lámina de vidrio o una de plástico Tedlar.

Para que resistan 25 años, por lo menos, a las inclemencias meteorológicas, las células se pegan en una capa de acetato de etilen-vinilo (laminado EVA). De esta forma quedan estancas al aire.

El podrá tener o no marco, en función de las condiciones de montaje y estabilidad.

En la cara posterior del módulo, o en el marco, se ubica la caja de conexiones con diodos by-pass.

### 3.3.5 CARACTERIZACIÓN ELÉCTRICA DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

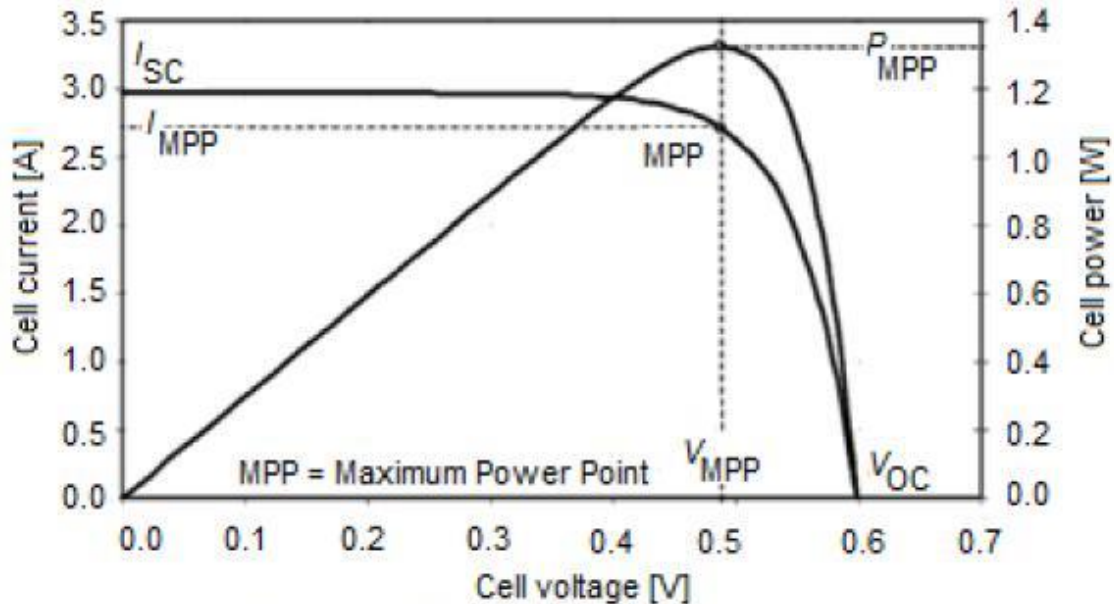
Un módulo fotovoltaico quedara definido eléctricamente a través de su gráfica Tensión-Intensidad (V-I). Los valores que se representan en dicha gráfica están medidos bajo unas condiciones estándar de medida, **CEM**, de 1000 W/m<sup>2</sup> de radiación incidente en plano horizontal, a una temperatura de 25 °C y espectro radiante AM 1,5. Estos valores son:

#### Máxima Potencia

La corriente y con ello la potencia eléctrica de una célula solar, depende directamente de la radiación incidente. Las células entregaran su mayor energía en días despejados de máxima insolación. En días nublados, luz difusa, se generará mucha menor energía. Esta máxima potencia, medida en CEM, se denomina “potencia pico” siendo su símbolo “Wp” y es la máxima que proporcionara el módulo.

Esta potencia pico define los máximos valores de tensión e intensidad ( $V_{MPP}$  e  $I_{MPP}$ ) en el punto de máxima potencia.

Además de la irradiación solar la potencia de una célula también sufrirá variaciones con la temperatura ambiente. Si la temperatura sufre aumentos la potencia disminuirá y viceversa.



**Figura 3.6:** Curva característica de una célula de silicio cristalina con una tensión de circuito abierto de 0,6 V (Fuente: Quaschnig, Abril 2018).

Aunque sea difícil de apreciar en la gráfica la intensidad irá disminuyendo muy lentamente a medida que aumente la tensión hasta que se alcanza un valor en el que cae drásticamente para un pequeño aumento de la tensión.

#### Intensidad de cortocircuito ( $I_{sc}$ )

Es la máxima intensidad que se puede obtener de un módulo. Esta produce al provocarse un cortocircuito en el panel fotovoltaico ( $V=0$ ). Este valor incrementa con el número de células conectadas en paralelo.

Al igual que la potencia este valor varía con la irradiancia y ligeramente con la temperatura.

#### Tensión a circuito abierto ( $V_{oc}$ )

Es la máxima tensión alcanzada por el módulo si no hay paso de corriente por los bornes de este ( $I=0$ ). Este valor aumenta con el número de células conectadas en serie.

Sufre variaciones importantes con la temperatura y muy ligeras con la irradiación.

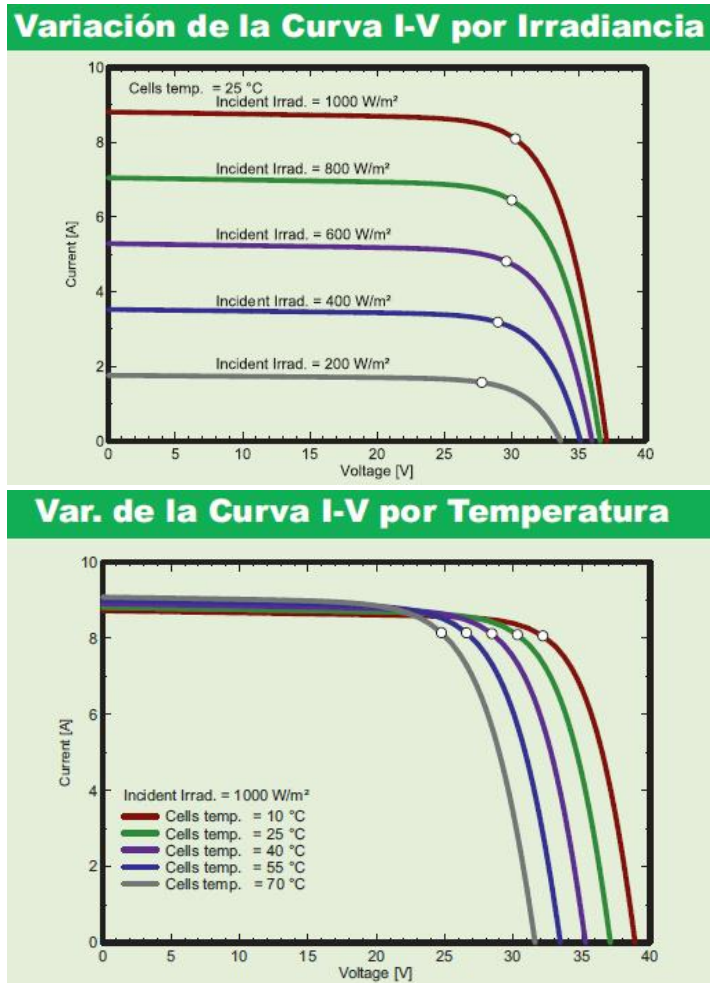


Figura 3.7: Variación de la intensidad, tensión y mpp en función de la irradiancia y la temperatura (Fuente: prisolar, Abril 2018).





# **CAPÍTULO 4: CARACTERÍSTICAS DE LAS INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS**



## 4.1 SISTEMAS DE AGRUPAMIENTO Y CONEXIÓN DE LOS MÓDULOS

Hay diversas formas de conectar los módulos fotovoltaicos según sean las necesidades de la instalación, ya sea para aumentar unas características u otras, siendo muy recomendable que estos módulos posean las mismas características (mista tensión, potencia e intensidad), aunque no necesario:

### 4.1.1 CONEXIÓN DE MÓDULOS EN SERIE

De esta forma se consigue aumentar la tensión suministrada manteniendo constante la intensidad. Es la forma más habitual ya que se consiguen menores secciones de cableado, al conseguir elevadas tensiones de salida, y con ello un ahorro en la instalación. A un grupo de módulos conectados en serie se le denomina **cadena**.

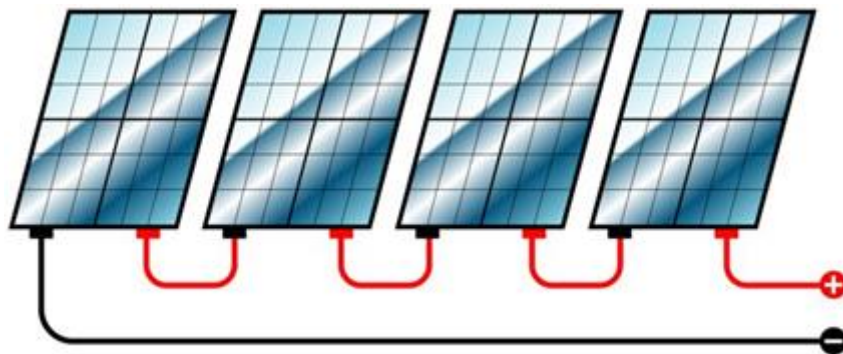


Figura 4.1: Conexión de módulos solares en serie (Fuente: slideplayer, Mayo 2018).

### 4.1.2 CONEXIÓN DE MÓDULOS EN PARALELO O DERIVACIÓN

Con este tipo de conexión se consigue un aumento de la intensidad que aporta el grupo de paneles, manteniendo constante la tensión. Este tipo de conexión es preferible cuando se conectan grupos de baterías que no soportan altas tensiones.

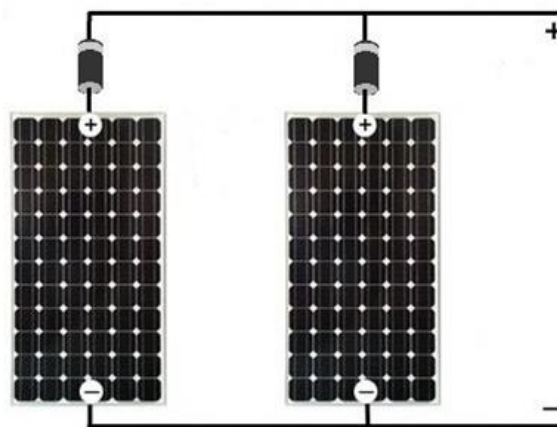


Figura 4.2: Conexión en paralelo (Fuente: mpptsolar, Mayo 2018).

### 4.1.3 CONEXIÓN DE MÓDULOS MIXTA (EN SERIE-PARALELO)

Esta forma de conectar los módulos incrementa tanto la tensión como la intensidad. Esta conexión tiene lugar cuando se conectan varias cadenas (en paralelo) a un inversor o regulador que solo dispone de una entrada (un único MPP tracking).

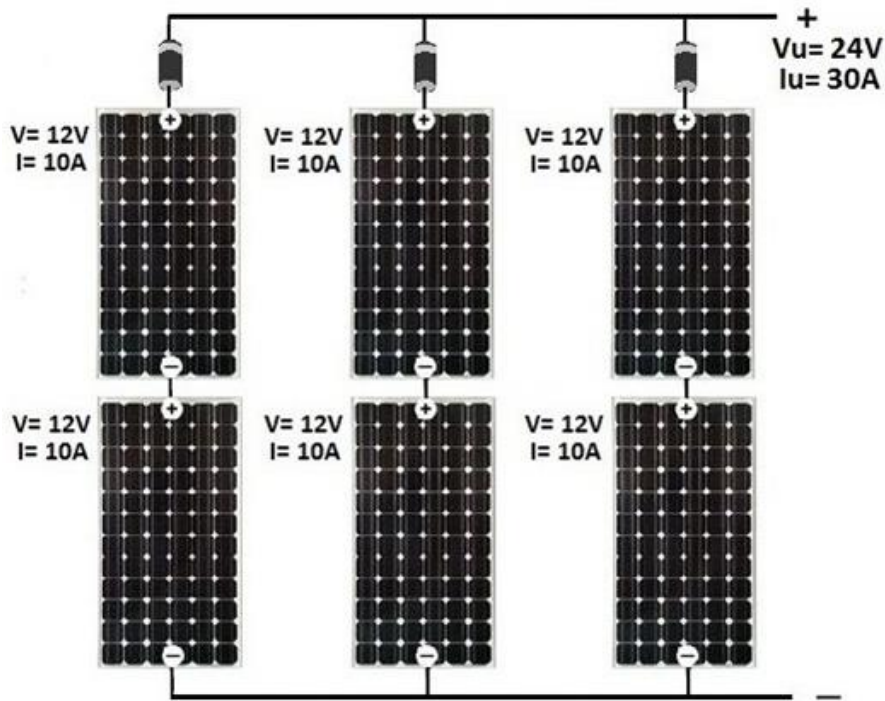


Figura 4.3: Conexión mixta (Fuente: mppt solar, Mayo 2018).

## 4.2 TIPOS DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

El principal objetivo de una instalación fotovoltaica es conseguir la máxima producción de energía eléctrica, de acuerdo con sus características.

Esto depende de múltiples factores, unos controlados por la instalación (orientación, inclinación...) mientras que otros dependen de las condiciones meteorológicas del lugar y no se pueden controlar.

Son dos los tipos de instalaciones solares que nos vamos a encontrar:

- **Instalaciones aisladas de la red eléctrica:** son aquellas en las que la dependencia no recibe energía eléctrica de la red convencional, ya que esta no llega o está demasiado lejos, siendo su consumo eléctrico proporcionado íntegramente por la instalación fotovoltaica. Estas instalaciones almacenarán parte de la electricidad generada en baterías para su uso en momentos en los que no haya radiación solar (por la noche).

- **Instalaciones conectadas a la red eléctrica convencional:** en este caso la dependencia si posee suministro eléctrico, por lo que la instalación solar cubrirá una parte del consumo eléctrico y también se podrán verter los excedentes, o la totalidad, a la red eléctrica de distribución para su venta.

Los sistemas aislados proporcionan autonomía y libertad respecto a las compañías eléctricas, siendo la opción más económica y ecológica en lugares alejados de la red eléctrica.

### 4.3 PARÁMETROS FUNDAMENTALES PARA LA IMPLANTACIÓN DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

A la hora de estudiar el rendimiento que daría una instalación en la ubicación a instalar es necesario conocer los niveles de radiación de dicha zona datos que nos proporcionan ciertas tablas y entidades.

Sabemos que la luz es una radiación electromagnética que viaja a 300.000 km/s.

En su camino desde el sol experimenta ciertas pérdidas (un 50% es reflejada por las nubes y la atmósfera y otro 40% por reflexión en las superficies del agua de mares y océanos), llegando un 10% útil hasta la superficie.

Por ello para que la instalación aproveche al máximo esta cantidad de energía, los módulos deberán estar situados de una manera determinada. Siempre se buscará la trayectoria del sol y la mayor verticalidad de los rayos solares sobre el panel.

#### 4.3.1. COORDENADAS TERRESTRES

Las coordenadas terrestres son necesarias para calcular la posición ideal en la que el panel recibe la máxima cantidad de radiación solar, procurando que las pérdidas sean mínimas.

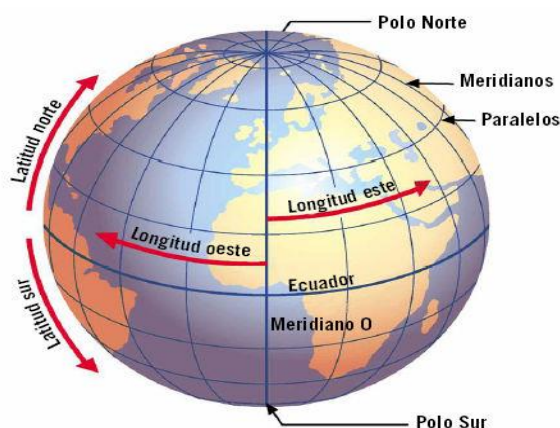
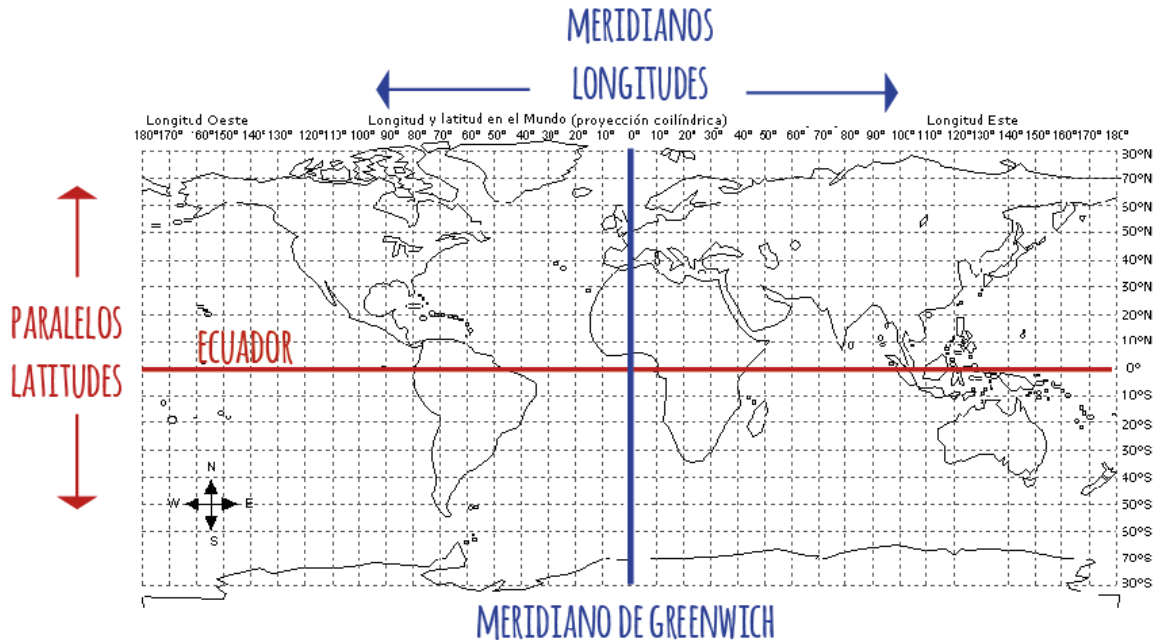


Figura 4.4: Coordenadas terrestres (Fuente: Blog de José Antonio Doncel Domínguez, Mayo 2018).

- **La latitud** es la distancia desde el Ecuador hasta el paralelo en el que nos situemos. Puede ser 0° a 90° norte o 0° a 90° sur.
- **La longitud** es la distancia desde el meridiano de Greenwich hasta el meridiano en el que se ubique la instalación. Su valor oscila entre 0° a 180° este o 0° a 180° oeste.

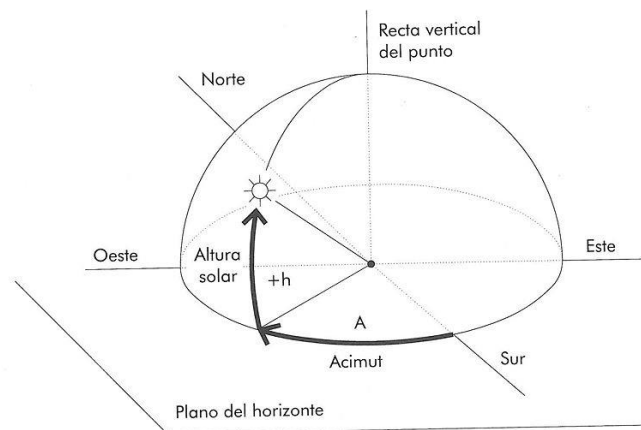


**Figura 4.5: Latitud y Longitud proyectadas en el plano (Fuente: materialescienciasociales, Mayo 2018).**

### 4.3.2 ACIMUT Y ALTURA SOLAR

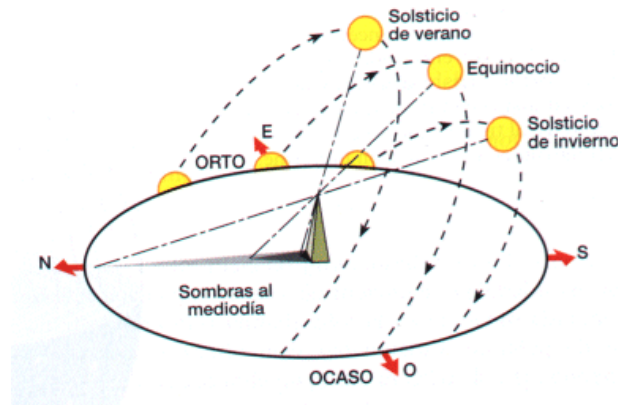
El **acimut** es la distancia angular entre el sur del plano horizontal y la intersección de éste con el plano perpendicular que contiene el sol.

La **altura solar** es la distancia en grados desde el plano horizontal hasta la posición del sol.



**Figura 4.6: Representación acimut y altura solar (Fuente: eoi, Mayo 2018).**

La radiación que nos manda el sol variará en función de las condiciones atmosféricas del lugar, la situación geográfica, movimiento de la tierra respecto al sol y la época del año en la que estemos.



**Figura 4.7:** Variación de la altura solar según la época del año (22 de junio, solsticio de verano; 22 de marzo y 22 de septiembre, equinoccio de primavera y de otoño respectivamente; 21 de diciembre, solsticio de invierno) (Fuente: Ajuntament de Castelló, Mayo 2018).

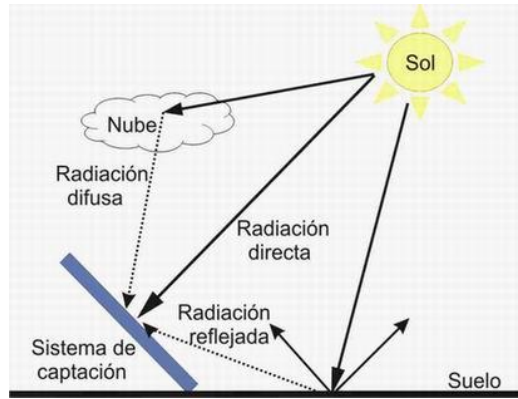
#### 4.3.3 RADIACIÓN EN EL PLANO INCLINADO

Lo ideal para sacar el máximo provecho de la generación de energía eléctrica que nos aportan los módulos solares, es orientarlos en la dirección que recorre el sol a lo largo del día.

Para la inclinación respecto a la horizontal, los paneles solares pueden disponer de un sistema de seguimiento automático del sol, pero si se trata de paneles con instalación fija, hay que tener en cuenta las épocas de utilización de la instalación: poca inclinación en verano, acusada inclinación en invierno y una inclinación similar a la latitud del lugar si es para todo el año.

La irradiación solar global que incide sobre una superficie inclinada está formada por la suma de 3 componentes:

- **Irradiación directa:** es la radiación que procede directamente del sol.
- **Irradiación difusa:** radiación que procede de la bóveda celeste después de experimentar difusión con los componentes de la atmósfera (nubes, partículas de polvo en suspensión...).
- **Irradiación reflejada:** es la radiación solar que incide sobre la superficie de la tierra y después de reflejarse en ella, incide sobre la superficie inclinada.



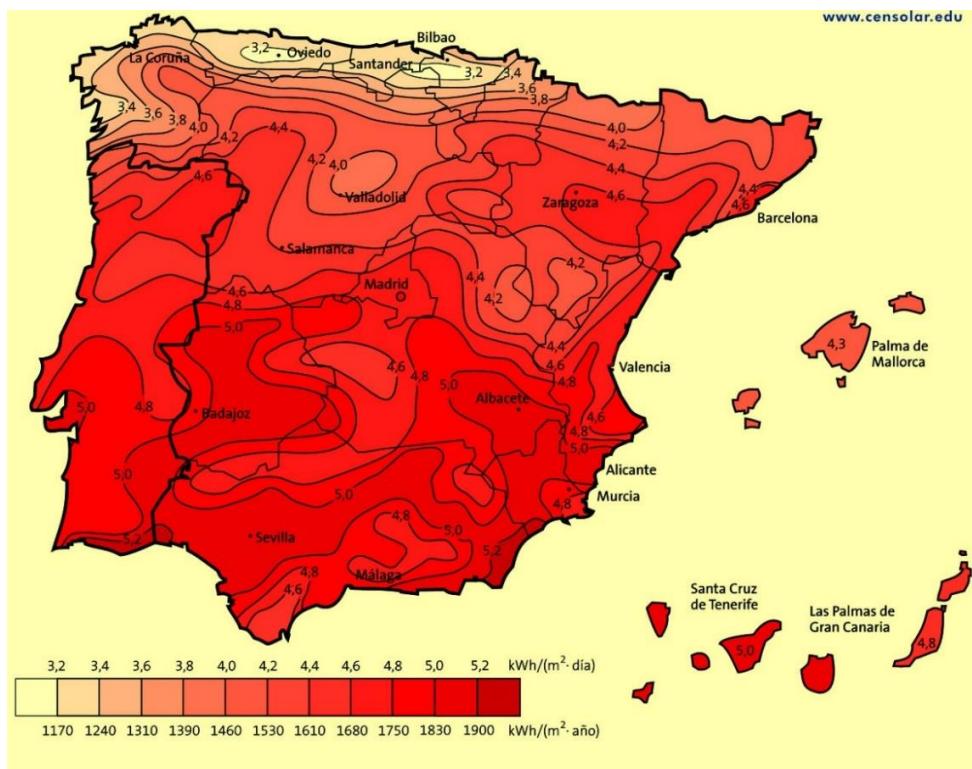
**Figura 4.8:** descomposición de la irradiación global incidente sobre una superficie inclinada (Fuente: Pedro J Hernández, Mayo 2018).

En cuanto a la orientación (acimut) debe ser siempre hacia el sur ( $0^\circ$ ), o lo más cerca posible de este, porque es donde el aprovechamiento anual de la radiación es máximo.

### 4.3.4 SITUACIÓN GEOGRÁFICA DE ESPAÑA

Está claro que es fundamental conocer el lugar geográfico en el que vaya a ser colocada la instalación, ya que la radiación variará en función de la localidad en la que nos situemos.

A modo de ejemplo vemos el siguiente mapa de la península con una estimación de la radiación global anual por zonas.



**Figura 4.9:** Gráfico de la radiación anual por zonas, para una primera evaluación (Fuente: Censolar, Mayo 2018).





Pero es necesario conocer los valores exactos de la ubicación en cuestión, para no cometer grandes errores en la estimación de la producción de la planta fotovoltaica, pudiendo obtener dichos datos a través de programas fiables tales como el PVGIS, de tablas proporcionadas por organismos oficiales como el EREN o de mediciones reales.



# CAPÍTULO 5: APARAMENTA ELÉCTRICA



## 5.1 INTRODUCCIÓN

La aparamenta eléctrica se compone de todo equipo, aparato o material que sea necesario conectar en un circuito eléctrico, con el fin de garantizar la correcta protección, control, seccionamiento, conexión y funcionamiento de la instalación.

Aunque este es un tema muy extenso, si se trata con profundidad, se mencionaran los más significativos y empleados en las instalaciones fotovoltaicas.

## 5.2 ACUMULADORES ELÉCTRICOS O BATERÍAS

En aquellas instalaciones en las que la demanda energética está cubierta única y exclusivamente por los módulos fotovoltaicos, se necesitará energía en aquellos momentos de poca o nula radiación solar, en los que la producción solar es mínima o nula, como en los momentos de poco consumo o nulo.

Para ello en las instalaciones fotovoltaicas se emplearán grupos de acumuladores eléctricos o baterías, donde se almacena energía eléctrica. Estas baterías se caracterizan por:

### 5.2.1 TIPO

Las baterías más empleadas son las de **plomo-ácido** (Pb-ácido), las cuales se dividen:

- Plomo-Calcio (Pb-Ca), tienen una menor autodescarga y un mantenimiento más limitado.
- Plomo-Antimonio (Pb-Sb), son abiertas y tubulares, se comportan mejor a bajos niveles de carga y sufren un menor desgaste con los ciclos de carga y descarga.

El otro tipo de batería empleada es la de **iones de litio** (Li-Ion), que poseen una elevada capacidad de almacenamiento, son muy resistentes a los ciclos de carga y descarga y son muy ligeras. Pese a ello son mucho más caras que las de plomo-ácido y de ahí su bajo uso.

### 5.2.2 CAPACIDAD

Es la cantidad de energía que puede suministrar la batería en unas determinadas condiciones de trabajo. Se mide en amperios-hora (Ah)

La capacidad varía con la temperatura, que aumentará con la temperatura y disminuirá cuando esta lo haga.

La normativa nos dice que la capacidad inicial de la batería debe ser superior al 90% de su capacidad nominal y la autodescarga a 25°C no sobrepase el 6% de su capacidad nominal por mes.

### 5.2.3 TENSIÓN

Las baterías trabajan a tensión continua. Sus valores oscilan entre 2, 12 y 24 V. Las baterías de 12 y 24 V suelen ser monoblock y poseen elevadas capacidades, pero si se desean aún mayores capacidades se emplean de 2 V unidas en serie para alcanzar la tensión a la que trabaja el sistema y en paralelo para aumentar su capacidad.

### 5.2.4 PROFUNDIDAD DE DESCARGA

Es el porcentaje descargado de una batería en un proceso de descarga.

Pueden darse descargas superficiales (20%) o profundas (80%). Cuanto menos profundas sean las descargas, más larga será la vida útil de la batería.

Una batería debe superar los 1000 ciclos de vida, si las profundidades de descarga no superan el 50%.

## 5.3 REGULADOR

Este elemento controla los procesos de carga y descarga de las baterías. De esta forma se evita que los módulos inyecten corriente en una batería que este a plena capacidad y que la batería alcance profundidades de descarga elevadas cuando este suministrando energía almacenada.

El regulador también nos proporcionara información de los parámetros eléctricos de la instalación fotovoltaica, como tensión, intensidad, carga de las baterías...

Hay dos tipos de regulador en función de su conexión:

- En paralelo o tipo Shunt: se emplean en instalaciones de baja potencia. Controlan la sobrecarga provocando un cortocircuito en el campo fotovoltaico y disipan la energía en forma de calor. Se interrumpirá la línea baterías-consumo para evitar sobredescargas.
- En serie: se utilizan en instalaciones de mayor potencia, ya que la sobrecarga la controlan desconectando la línea campo fotovoltaico-baterías. Las sobredescargas la controlan igual que el caso en paralelo

Este elemento debe estar protegido contra una posible desconexión accidental del acumulador y debe asegurar también la protección de las cargas conectadas.

Su rendimiento debe oscilar entorno al 98%.

## 5.4 INVERSOR

Este elemento adapta la corriente generada en los módulos a las necesidades de consumo de las diferentes cargas eléctricas. Siendo el inversor el equipo que transforma la corriente continua en alterna, el convertidor cambia de alterna a continua y el rectificador adapta la corriente continua, modificando su valor al uso conveniente.

El inversor se conecta normalmente a la salida del regulador, en instalaciones aisladas, o directamente a la salida de los módulos, en instalaciones conectadas a red, ya que en este tipo de instalaciones no suelen usarse baterías y no hay necesidad de equipo regulador por ello.

Este elemento suele disponer de unas eficiencias entre el 92% y el 97% y deben garantizar las funciones optimizar, convertir y monitorizar:

- La optimización del rendimiento de la planta según el estado de insolación, buscando, siempre, el punto de máxima potencia (MPP) de la curva característica del generador.
- Convertir la corriente continua entregada por el generador en alterna con las características adecuadas a la red de alimentación.
- Integrará los dispositivos de supervisión y protección que cumplan con las directivas y disposiciones aplicables.

Los parámetros que identifican un inversor son:

- **Tensión entrada:** es el rango de tensiones que admite el inversor en los bornes de entrada.
- **Tensión nominal:** es la tensión que proporciona el inversor a la salida. Tanto esta tensión como la frecuencia de salida deben estar siempre dentro de los siguientes márgenes de operación:  $-5\% V_n \leq V_n \leq 5\% V_n / 50\text{Hz} \pm 2\%$
- **Potencia nominal:** es la potencia que suministra el inversor a la red, oscilando en función de la que le aporte la instalación fotovoltaica.
- **Capacidad de sobrecarga:** es la potencia que es capaz de suministrar el inversor por encima de la nominal y el tiempo que puede sostenerla. Este dato es necesario en el arranque de cargas, que suelen requerir de una mayor potencia en un breve instante de tiempo.
- **Eficiencia:** es la relación entre la potencia eléctrica que el inversor entrega a la red y la que absorbe del generador.
- **Forma de onda:** es la forma que adopta la señal a la salida del inversor. Los hay de onda senoidal, que son los más usados, y de onda no senoidal que están ya prácticamente fuera del mercado. Ya que además se recomienda el uso de inversores de onda senoidal, al no producir daño a las cargas.

### 5.4.1 REQUISITOS TÉCNICOS DE UN INVERSOR

Todo inversor debe:

- Producir una alimentación eléctrica sinusoidal (onda senoidal) síncrona con la red.
- Detectar rápidamente y con exactitud el MPP y trabajar en estas condiciones de máxima potencia en todo momento.
- Poseer una alta eficiencia de funcionamiento.
- Funcionar de manera automática.
- Ser resistente a la temperatura y a la intemperie.
- A petición del usuario, incluir una interfaz de visualización de datos operativos.

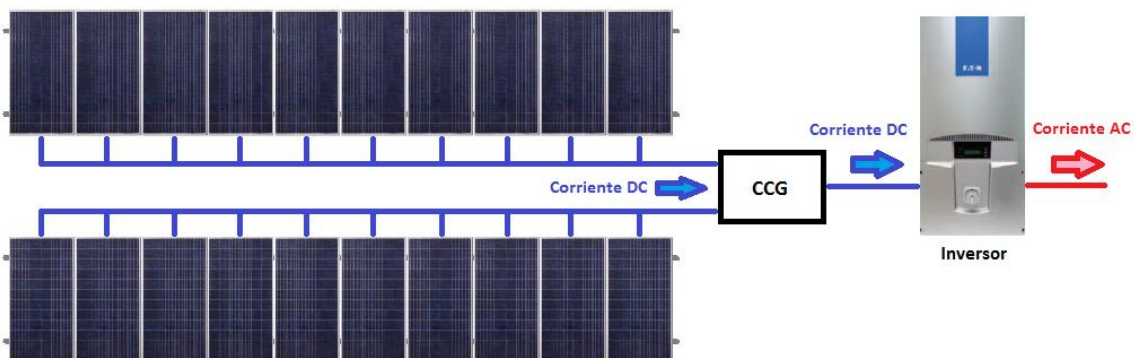
### 5.4.2 MODELOS DE INVERSOR

Son tres la clase de inversores en función de su integración en la instalación:

#### Inversor central

El generador solar estará operado, únicamente, por un inversor. En este caso todas las cadenas del generador se reunirán en una caja de conexión del generador (CCG). Estos inversores se caracterizan por:

- Poseen una estructura robusta
- Es fácil alojar las derivaciones de sobretensión en la CCG.
- Circuitos mixtos (serie-paralelo), con predominio de la conexión en serie.
- Es vulnerable a los sombreados de las respectivas cadenas, lo que requiere iguales condiciones de insolación en todo el generador.
- Es muy recomendable que los módulos de todo el generador sean iguales, ya que este tipo de inversor solo detecta un MPP, por lo que no puede tener en cuenta las particularidades de cada cadena conectada a él (la curva característica propia de cada cadena) y su eficiencia no sería la óptima en caso de poseer diferentes potencias las respectivas cadenas.



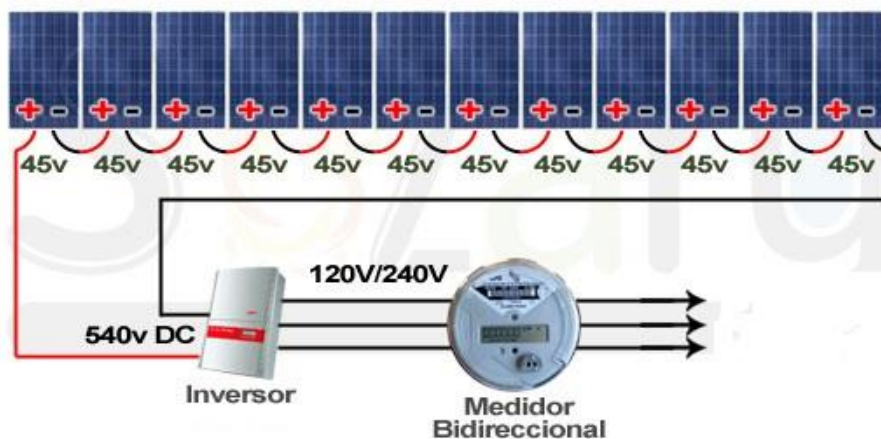
**Figura 5.1:** Un generador solar, compuesto por dos cadenas, conectadas a un inversor central (Fuente: panelessolarespr, Mayo 2018).

### Inversor de cadena

En este caso cada cadena (un número de módulos conectados en serie) ira conectada a su propio inversor, lo que permitirá conseguir rendimientos de planta casi tan grandes como se quiera. Sus características son:

- Cada inversor extrae el máximo de los módulos conectados, ya que poseen un MPP-tracking individual por cadena.
- Se admiten diferentes condiciones de insolación (orientación, inclinación, sombreado) por subgenerador.
- Puede prescindirse de la CCG, ya que cada subgenerador forma una unidad propia.
- Dentro de una cadena debe haber las mismas condiciones.
- Este modelo se aplica también en grandes instalaciones.

Este tipo de conexión es la ideal, puesto que se cubre un gran rango de potencia y aplicación, y su funcionamiento es más eficiente que un inversor central.



*Figura 5.2: Inversor de cadena conectado a la red (Fuente: Solary, Mayo 2018).*

### Inversor multicadena

Se trata de un inversor con varios MPP que lo hace como una combinación de inversor central e inversores de cadena. En el lado del generador se corresponden con varios inversores de cadena y en el de la alimentación con un inversor central. Son ideales en instalaciones con módulos de desigual inclinación u orientación, con diferentes tipos de módulos, con sombreados o con diferente número de módulos por cadena. Entre sus características:

- Varios MPP-tracker integrados, lo que garantiza mejores rendimientos que un inversor central

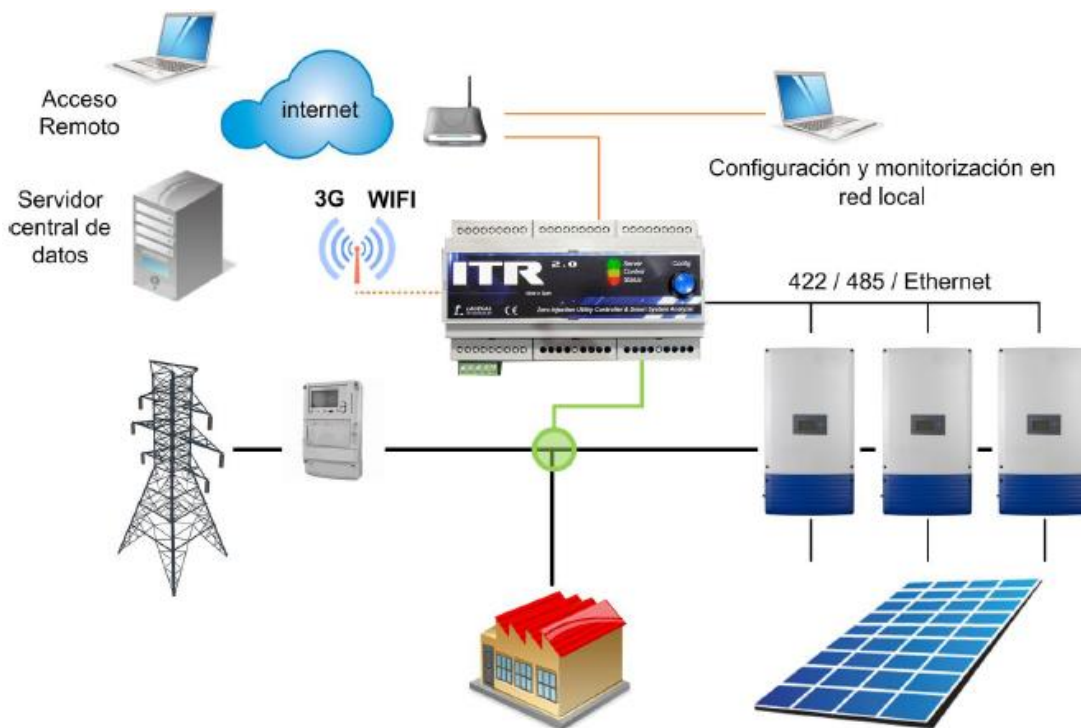


- Optimo en “instalaciones no estándar”, porque pueden adaptarse y optimizarse de forma individualizada, resultando más económicos que varios inversores de cadena.
- Por aparatos se puede conectar en dos o tres cadenas bajo diferentes condiciones de orientación/inclinación/potencia.

## 5.5 EQUIPO DE INYECCIÓN CERO (ITR 2.0)

El sistema de inyección cero, concretamente el ITR 2.0, regula la producción fotovoltaica, adaptándose al consumo instantáneo (que es la energía que precisa el consumidor en cada instante, siendo en ocasiones menor que la es capaz de generar la instalación fotovoltaica), de forma que la energía que se vierte a la red es nula.

Este equipo además realiza tareas de monitorización de los consumos, control de la calidad de la energía, y a mayores, permite controlar determinadas cargas de la instalación en función de la producción.



**Figura 5.3: Sistema de comunicación del ITR 2.0 (Fuente: AS Solar, Mayo 2018).**

El ITR 2.0 mide la potencia en el punto de conexión a la red y la potencia consumida por las cargas, y regula, la máxima potencia que pueden generar los inversores en cada momento impidiendo el vertido de energía a la red.

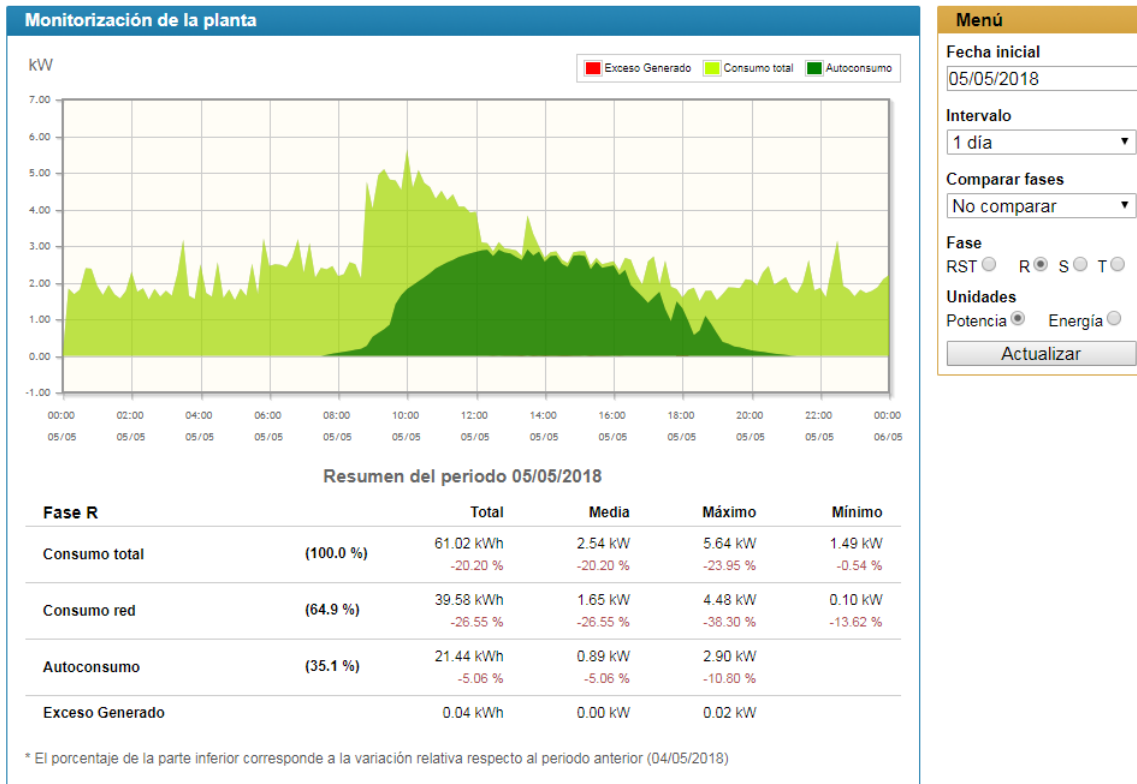
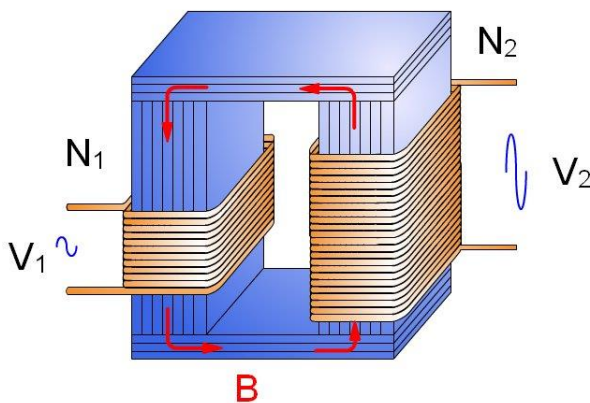


Figura 5.4: Perfil de potencia y energía generada en un inversor.

## 5.6 TRANSFORMADORES

Estos elementos transforman la tensión e intensidad que les llega, mediante una relación de transformación entre el primario y el secundario:



Relación de transformación ( $n$ ):

$$n = \frac{N_1}{N_2} = \frac{V_1}{V_2}$$

N=número de espiras

V=tensión

Figura 5.5: Transformador (Fuente: tecnoblogsanmartin, Mayo 2018).

En un **transformador elevador de tensión**, la tensión del que entra en el primario ( $V_1$ ) saldrá incrementada en el secundario ( $V_2$ ), mientras que la intensidad se verá reducida en el secundario en la misma proporción que la tensión.

En un **transformador reductor de tensión**, la tensión habrá disminuido a la salida del secundario, mientras que la tensión se incrementará en el secundario en la misma proporción.

Esta transformación ocurre a través del campo magnético que se genera en este con el paso de corriente, variando el valor de salida en función de la relación de transformación (mayor número de espiras en el secundario, mayor tensión y viceversa).

## 5.7 ELEMENTOS DE PROTECCIÓN

Son elementos que mantienen la seguridad de los circuitos, los elementos conectados a ellos (receptores) y las personas. Estos sucesos de riesgo se pueden transmitir a las personas mediante:

- Contactos directos: al entrar en contacto con las partes activas de los materiales y equipo.
- Contactos indirectos: contactos de personas con elementos que están bajo tensión debidos a un fallo de aislamiento.

Y estos defectos pueden ser debidos a:

- **Corrientes de sobrecarga (sobreintensidad)**: son corrientes superiores a las nominales, en un circuito, en ausencia de un fallo eléctrico. Estas se deben a problemas de funcionamiento del receptor o al trabajar estos a mayores potencias que las que pueden suministrar.
- **Corrientes de cortocircuito**: Es una elevada sobreintensidad que tienen lugar cuando la impedancia del conductor es muy pequeña, debidas a un defecto de aislamiento.
- **Corrientes derivadas a masa**: es una corriente que, en ausencia de fallos, se transmite a tierra o a los elementos conductores del circuito. Siendo la *corriente de defecto o falta* aquella debida a un defecto de aislamiento.
- **Sobretensiones**: es una tensión que sobrepasa el valor nominal, pudiendo inutilizar los receptores que se ven sometidos a ella. Es debida a descargas atmosféricas, conmutación de redes, contacto con conductores de tensiones superiores...
- **Desequilibrio entre fases**: es fundamental que las redes estén equilibradas, sobre todo a plena carga. Un defecto como este puede originar caídas de tensión en la red, un incorrecto suministro de corriente al receptor y por ello un deficiente funcionamiento de este.
- **Baja tensión de suministro**: esto es debido a caídas de tensión en las líneas, por un exceso de consumo en las líneas, conectar más receptores en el circuito de los admisibles o un si las secciones de los conductores son inferiores a lo que deberían ser.

### 5.7.1 INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS

Estos dispositivos son capaces de establecer, mantener e interrumpir las intensidades de servicio y también las corrientes anormalmente elevadas. Estos dispositivos pueden ser de **efecto magnético**, que protegen al circuito y receptores contra cortocircuitos, y **magnetotérmicos**, que protegen, a mayores, contra sobrecargas.

La protección contra sobrecargas se lleva a cabo mediante la desconexión térmica por bimetal o por relés estáticos a tiempo inverso. Cuando circula una intensidad más elevada de lo normal, pero no tan elevada como un cortocircuito, el magnetotérmico no saltará inmediatamente, si no que se producirá un calentamiento progresivo, y cuando alcanza el tiempo convencional de disparo, el interruptor saltará para evitar que se produzcan daños en el cableado y otros elementos, por un sobrecalentamiento excesivo.

La protección contra cortocircuitos se realiza por disparo magnético o por relés estáticos a tiempo constante, corte retardado o instantáneo.

El tipo de dispositivo a elegir dependerá de su aplicación.

Denominación	Límites de intensidades	Zonas de aplicación y protección
<b>L</b>	2,4 y 3,5 $I_n$	Redes de grandes cables y generadores
<b>U</b>	3,5 y 8 $I_n$	Receptores en general y líneas cortas
<b>G</b>	7 y 10 $I_n$	Motores y transformadores en general
<b>B</b>	3 y 5 $I_n$	Redes de grandes cables y generadores
<b>C</b>	5 y 10 $I_n$	Receptores en general y líneas cortas
<b>D</b>	10 y 20 $I_n$	Líneas y receptores con puntas de carga muy elevada
<b>MA</b>	Fijo a 12 $I_n$	Motores
<b>Z</b>	2,4 y 3,6 $I_n$	Circuitos electrónicos
<b>ICP-M</b>	5 y 8 $I_n$	Control de potencia de compañías distribuidoras de electricidad

**Tabla 5.1: Clasificación y características de los interruptores automáticos, según UNE-EN 60898 y 60947.**

También hay que tener en cuenta la intensidad máxima de corte, en kA, que es intensidad de corriente que es capaz de cortar, en las condiciones prescritas de funcionamiento y en una tensión de restablecimiento predeterminada. Este **poder de corte (PdC)** puede variar desde 1,5 hasta 25 kA.

### 5.7.2 DESCARGADORES DE TENSIÓN (VARISTORES)

Estos dispositivos se conectan en los circuitos que necesitan protección contra sobretensiones, debidas a caídas de rayos directas o indirectas, cercanía a transformadores..., como las instalaciones fotovoltaicas que incorporan equipos informáticos y electrónicos, sensibles a las sobretensiones.

### 5.7.3 INTERRUPTORES DIFERENCIALES

Estos elementos protegen a las personas contra la corriente eléctrica, cuando accidentalmente, entra en contacto directo la masa conductora de un elemento (motor, electrodoméstico, etc.) con un conductor activo (fase o neutro), por una corriente de defecto o falta.

Este dispositivo cortará el suministro eléctrico de la instalación si se produce una fuga de intensidad, al medir la intensidad que entra en un circuito (por la fase) y la que sale de este mismo (por el neutro). Si la medición es la misma, el circuito no habrá perdido por ningún lado y la instalación estará funcionando correctamente, pero si es distinta, la intensidad se habrá perdido por algún lado (a través de una persona al tocar un elemento con una fuga, algún equipo que por un fallo deriva corriente a tierra, etc.) y este dispositivo abrirá el circuito.

La diferencia de intensidad que es capaz de detectar el diferencial, la protección, dependerá de su sensibilidad, que puede variar desde: 2 A, 1 A, 0,8 A, 0,5 A, 0,3 A, 0,1 A y 0,03 A.

Los más habituales en instalaciones domesticas tienen una sensibilidad de 30 mA, mientras que a nivel industrial son menos sensibles, del orden de 300 mA, ya que los circuitos los manejaran, supuestamente, especialistas.

Tensión nominal	250-440 V
Corriente nominal	16-25-40-63-80-125-160 A
Número de polos	2 o 4
Poder de corte	1,5-2-4 kA
Media sensibilidad	1-0,6-0,5-0,3-0,1 A
Alta sensibilidad	30-10-6 mA

Tabla 5.2: Características de los interruptores diferenciales.

### 5.7.4 FUSIBLES

Este elemento se encarga de interrumpir el paso de elevadas corrientes (cortocircuito) por el circuito en el que van conectados, protegiendo así a receptores, conductores y aparatos de maniobra y protección.

Clase de funcionamiento	Corriente permanente hasta	Corriente de ruptura	Clase de servicio	Protección para
<b>Fusibles de uso general</b>				
<b>g</b>	$I_n$	$\geq I_{\min}$	gG	Cables y conductores
			gR	Semiconductores
			gB	Instalaciones mineras
<b>Fusibles de uso parcial</b>				
<b>a</b>	$I_n$	$\geq 6,3 I_n$	aM	Aparatos de maniobra
		$\geq 2,7 I_n$	aR	Semiconductores

Tabla 5.3: Clasificación de los fusibles, según normas EN 60269-1 e IEC 269-1.

Donde:

- **g:** Fusibles de uso general que pueden conducir de forma permanente intensidades que corresponden a su valor establecido, e interrumpirán el paso de corrientes, por fusión, que alcancen su corriente asignada de desconexión.
- **a:** Fusibles de uso parcial que pueden conducir de forma permanente intensidades correspondientes a su valor asignado e interrumpirán el paso de corrientes que representan un múltiplo de su valor asignado, hasta alcanzar la corriente establecida de desconexión.

Estos elementos se colocarán siempre al comienzo de la instalación y siempre en los conductores de fase de los circuitos (nunca en el neutro).

Estos elementos se basan en la fusión del hilo con el que están contruidos, al circular por estos una corriente superior a la de protección. Por ello, los fusibles se van degradando con el paso del tiempo y el paso de la corriente por el circuito, pudiendo originarse rápidamente una rotura al soportar corrientes puntuales elevadas.

## 5.8 CONDUCTORES ELÉCTRICOS

Son elementos metálicos, que ofrecen poca resistencia al paso de corriente, lo que les dota de una buena conductividad eléctrica, haciéndoles especialmente aptos para el transporte de la energía eléctrica desde el elemento generador hasta el receptor. Los materiales más usados son el cobre y aluminio. Algunos conceptos son:

- **Conductor aislado:** está formado por el material conductor, un aislamiento y unas pantallas de protección.
- **Conductor flexible:** lo constituyen una serie de alambres lo suficientemente finos y reunidos de tal forma, que le dotan de flexibilidad.
- **Cable:** conductor formado por uno o varios conductores aislados, un revestimiento individual, y la protección requerida para la aplicación requerida. También puede estar compuesto de uno o varios conductores no aislados.
- **Cable flexible:** está diseñado para permitir conexiones deformables en funcionamiento y materiales de acuerdo que cumpla con los requerimientos correspondientes.
- **Cable unipolar:** posee un solo conductor aislado.
- **Cable multipolar:** incluye más de un conductor, pudiendo alguno no estar aislado.

En cuanto a su aplicación pueden ser los siguientes:

- **Conductores activos:** son los conductores destinados, usualmente, a la transmisión de la electricidad. Estos son los conductores de fase y el neutro, en corriente alterna, y los conductores polares y al compensador en corriente continua.
- **Conductor neutro:** conectado al punto neutro de la red y que es capaz del transporte de energía eléctrica.
- **Conductor de protección (CP o PE):** es un conductor usado para la protección contra choques eléctricos y que ira conectado a las masas, elementos conductores o al circuito que conduce a tierra.

La sección de estos elementos será función de la corriente que circule por ellos y de las caídas de tensión permitidas en el circuito.

### 5.8.1 CONDUCTORES PARA INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

Estos elementos tendrán una serie de propiedades protectoras ya que están expuestos a la intemperie, siendo las más significativas:

- Serán resistentes a las radiaciones ultravioleta.
- Poseerán un buen aislamiento a la humedad.
- Deben soportar altas y bajas temperaturas, y bruscos cambios de temperatura.
- Resistentes a las condiciones atmosféricas.
- Soportar el ataque de roedores.
- Buena resistencia mecánica.
- Libres de halógenos y resistentes al fuego.

## 5.9 CLASIFICACIÓN DE LAS TENSIONES

Las redes de distribución de energía se clasifican según el nivel de tensión que circula por ella, siendo:

Denominación		Rango de tensiones
<b>BT</b>	Baja tensión	1 kV
<b>MT</b>	Media tensión	De 1 a 50 kV
<b>AT</b>	Alta tensión	De 50 a 300 kV
<b>MAT</b>	Muy alta tensión	De 300 a 800 kV
<b>UAT</b>	Ultra alta tensión	800 kV

*Tabla 5.4: Clasificación de las tensiones.*

En las redes domésticas e industrias no muy voluminosas se emplea baja tensión, mientras que las tensiones más altas se emplean en grandes centrales de generación energética. En nuestro caso se trata de una red de baja tensión, por ello nos centraremos en esta tensión.

## 5.10 REDES DE DISTRIBUCIÓN EN BAJA TENSIÓN

Para la determinación de las características de las medidas de protección contra choques eléctricos en caso de defecto (contactos indirectos) y contra sobrecorrientes, así como de las especificaciones de la aparatada encargada de tales funciones, será necesario tener en cuenta el esquema de distribución empleado.

Los esquemas de distribución se establecen en función de las conexiones a tierra de la red de distribución o de la alimentación, por un lado, y de las masas de la instalación receptora (electrodomésticos, maquinas eléctricas...), por otro.

La denominación se basa en un código de letras, cuyo significado es:

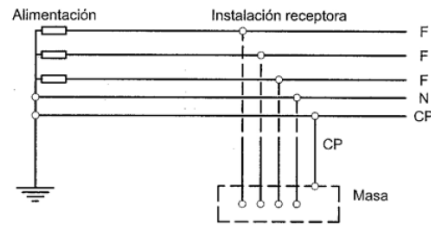
1. Primera letra: situación de la alimentación con respecto a tierra.
  - T= Conexión directa de un punto de la alimentación a tierra.
  - I= Aislamiento de todas las partes activas de la alimentación con respecto a tierra o conexión de un punto a tierra a través de una impedancia.
2. Segunda letra: Se refiere a la situación de las masas de la instalación receptora con respecto a tierra.
  - T= Masas conectadas directamente a tierra, independientemente de la eventual puesta a tierra de la alimentación.
  - N= Masas conectadas directamente al punto de la alimentación puesto a tierra (en CA este punto es habitualmente el neutro)
3. Otras letras: Hacen referencia a la situación relativa del conductor neutro y del conductor de protección.
  - S= Las funciones de neutro y de protección, aseguradas por conductores separados.
  - C= Las funciones de neutro y de protección, combinadas en un solo conductor (Conductor CPN).

### 5.10.1 ESQUEMA TN

Los esquemas TN tienen un punto de la alimentación, generalmente el neutro o compensador, conectado directamente a tierra y las masas de la instalación receptora conectadas a dicho punto mediante conductores de protección. Se distinguen tres tipos de esquemas TN según la disposición relativa del conductor neutro y del conductor de protección:

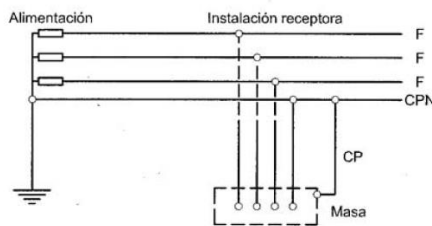
- Esquema TN-S: En el que el conductor neutro y el de protección son distintos en todo el esquema.





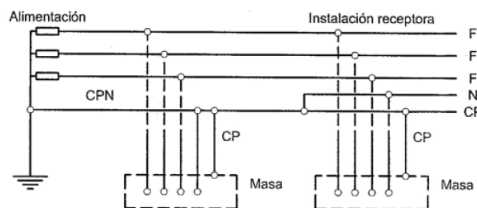
**Figura 5.6: Distribución tipo TN-S.**

- Esquema TN-C: En el que las funciones de neutro y protección están combinados en un solo conductor en todo el esquema.



**Figura 5.7: Distribución tipo TN-C.**

- Esquema TN-C-S: En el que las funciones de neutro y protección están combinadas en un solo conductor en una parte del esquema.



**Figura 5.8: Distribución tipo TN-C-S.**

En los esquemas TN cualquier intensidad de defecto fase-masa es una intensidad de cortocircuito.

### 5.10.2 ESQUEMA TT

El esquema TT tiene un punto de alimentación, generalmente el neutro o compensador, conectado directamente a tierra. Las masas de la instalación receptora están conectadas a una toma de tierra separada de la toma de tierra de la alimentación.

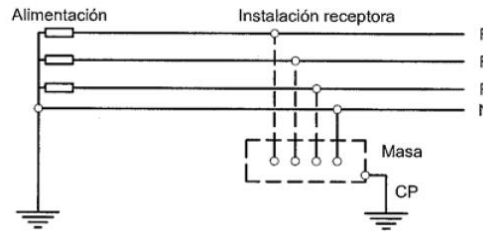


Figura 5.9: Distribución tipo TT.

En este esquema las intensidades de defecto fase-masa o fase-tierra pueden tener valores inferiores a los de cortocircuito, pero pueden ser suficientes para provocar la aparición de tensiones peligrosas.

### 5.10.3 ESQUEMA IT

El esquema IT no tiene ningún punto de la alimentación conectado directamente a tierra. Las masas de la instalación receptora están puestas directamente a tierra.

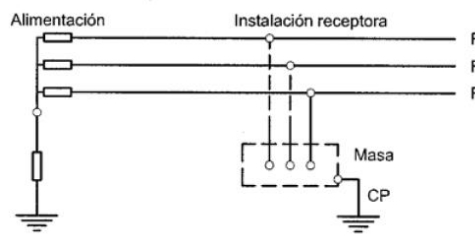


Figura 5.10: Distribución tipo IT.

En este esquema la intensidad resultante de un primer defecto fase-masa o fase-tierra, tiene un valor lo suficientemente reducido como para no provocar la aparición de tensiones de contacto peligrosas.

## 5.11 DISTRIBUCIÓN DE LA CORRIENTE ELÉCTRICA EN BT

Hay varias formas en las que la corriente será entregada al usuario, dependiendo de las necesidades de su instalación y del tipo de corriente, que veremos a continuación:

- 1) **Corriente continua (CC):** abarca un rango de tensiones entre 75-1500 V.



- 2) **Corriente alterna monofásica (CA):** tensión entre fase y neutro a 230 V y frecuencia a 50 Hz.

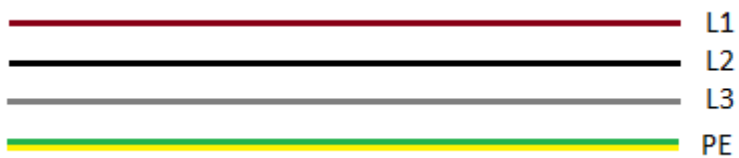


### 3) Corriente alterna trifásica (CA): Podemos clasificarlos según:

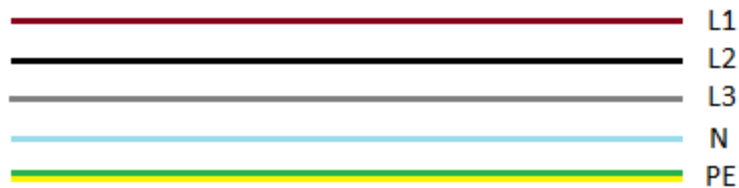
- Tres conductores fase: tensión entre fases 230/400 V y frecuencia 50 Hz.



- Tres conductores de fase y protección: 230/400 V entre fases y 50 Hz



- Tres conductores de fase, neutro y protección: entre fases 230/400 V, entre fase y neutro 132/230 V y frecuencia de 50 Hz.



Los colores representados en los esquemas de cables se corresponden con el color de su aislamiento exterior para una fácil identificación y como lo designa la norma.

## 5.12 GRADO DE AISLAMIENTO, EN FUNCIÓN DEL MATERIAL.

Engloba al material empleado en la producción, transformación, transporte, distribución o utilización de energía eléctrica. Su clasificación es la siguiente:

- **Clase 0**: La protección contra el choque eléctrico está basada en el aislamiento principal, no existiendo previsión alguna en la conexión de las partes activas accesibles a un conductor de protección, que pertenece al cableado de la instalación. En caso de fallo del aislamiento principal la protección dependerá del entorno.
- **Clase I**: además del aislamiento principal, se conectarán las partes conductoras accesibles a un conductor de protección puesto a tierra,



perteneciente al cableado de la instalación, para que no se originen tensiones perjudiciales.

- **Clase II:** no solo presenta el aislamiento principal, si no que se compone de un doble aislamiento o aislamiento reforzado. En este caso no es necesaria la conexión de puesta a tierra para protección.
- **Clase III:** la protección contra el choque eléctrico se fundamenta en la alimentación a muy baja tensión, por lo que no se alcanzaran tensiones superiores a 50 V en CA y 75 V en CC.



# **CAPÍTULO 6: DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA. DESCRIPCIÓN Y POSICIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA**



## 6.1 INTRODUCCIÓN

El estudio se va a basar en el estudio y elaboración del proyecto de una instalación fotovoltaica real en función de los datos que disponemos, adaptándonos a las normas establecidas, para posteriormente ver el ahorro económico energético que supone disponer una instalación de este tipo. Las imágenes que se mostrarán de la nave serán todas virtuales puesto que está actualmente en proceso de construcción.

## 6.2 UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Esta instalación se va a estar ubicada en la localidad de Tordesillas perteneciente a la provincia de Valladolid, formando parte de la estructura de la edificación de **Dulces Galicia** situada en el nuevo polígono industrial.



*Figura 6.1: Situación geográfica de la instalación.*

Para acceder a ella, tomando como punto de partida Valladolid y considerando la vía más rápida, se debe tomar la **A-62** durante 30 km para tomar la salida “Tordesillas /Madrid” y continuar hacia Tordesillas. Una vez en Tordesillas tomar la carretera **VA-515** y continuar por esta 1,5 km hasta llegar a una rotonda donde se tomará la segunda salida hacia el nuevo polígono industrial, continuando 0,5 km por el polígono nos encontraremos a mano derecha la ubicación del proyecto.

Esta instalación fotovoltaica es un equipamiento que no produce ruido alguno, ni genera residuo alguno, por ello no creará molestia alguna en el entorno. Como va a estar integrada en la cubierta de la nave industrial, el impacto visual será mínimo.



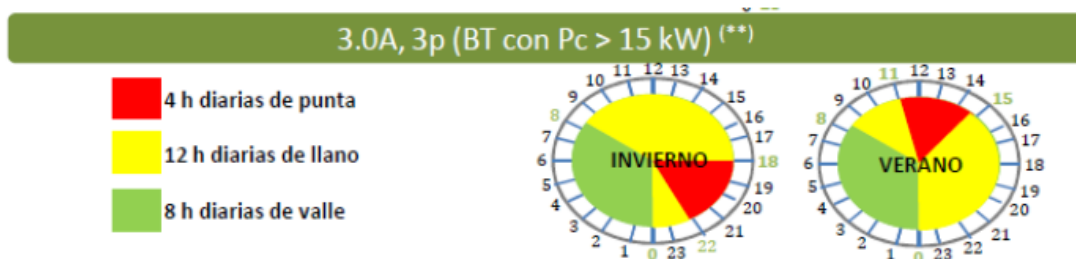
**Figura 6.2:** Suelo urbano de Dulces Galicia. Se ha indicado con un rectángulo rojo ya que está actualmente en construcción.

La posición geográfica de la nave es de  $41,52^\circ$  latitud y  $-5^\circ$  longitud. Esta está desviada  $11^\circ$  del Sur, hacia el Este. Su altitud es de 704 m.

### 6.3 ESTUDIO DEL CONSUMO ENERGÉTICO DE LA NAVE INDUSTRIAL

Al no estar la nave industrial en funcionamiento, no se puede disponer de un cálculo exacto de los consumos de energía, pero si se puede hacer una estimación muy precisa del consumo, al disponer de las características de la maquinaria que va a ser empleada en esta, la iluminación y otros equipos tales como las climatizadoras.

El suministro de energía va a ser de baja tensión (tensión  $\leq 1\text{kV}$ ) y como la potencia contratada se va a poder variar 2 veces al año, mediante un acuerdo alcanzado con la compañía distribuidora, siendo superior a 15 kW durante cuatro meses al año, se nos aplicará una **tarifa 3.0 A**. Esta tarifa se caracteriza en que el cobro de la energía se hace durante tres periodos horarios a lo largo del día: punta, llano y valle.



**Figura 6.3:** Periodos de tarifación de la potencia y energía, en una tarifa 3.0A (Fuente: Curso tarifas eléctricas y reclamaciones a las compañías eléctricas, Mayo 2018).



Los cambios de horario de invierno a verano o viceversa coincidirán con la fecha de cambio oficial de hora. La potencia contratada y energía consumida en el periodo punta será la de mayor coste, seguida del periodo en llano y la más barata será en el periodo valle.

Como hemos dicho la potencia contratada se va a cambiar 2 veces al año, puesto que la producción va a ser intensa durante 4 meses al año, quedando el resto del año la nave prácticamente en desuso. La potencia será la misma para los tres periodos horarios:

	Potencia Contratada (kW)		
	Punta	Llano	Valle
Enero	12	12	12
Febrero	12	12	12
Marzo	12	12	12
Abril	12	12	12
Mayo	12	12	12
Junio	12	12	12
Julio	12	12	12
Agosto	12	12	12
Septiembre	85	85	85
Octubre	85	85	85
Noviembre	85	85	85
Diciembre	85	85	85

Tabla 6.1: Potencia contratada en un año, en Dulces Galicia.

El color azul y naranja de la tabla indica los periodos de invierno y verano, respectivamente. El consumo energético aproximado en un año es el siguiente:

Año 2016	Punta kWh	Llano kWh	Valle kWh	Total Activa kWh
ENERO	286	1145	1431	2862
FEBRERO	235	940	1175	2350
MARZO	260	1041	1301	2602
ABRIL	252	1007	1259	2518
MAYO	260	1041	1301	2602
JUNIO	252	1007	1259	2518
JULIO	260	1041	1301	2602
AGOSTO	624	1249	1249	3122
SEPTIEMBRE	4535	10885	2721	18142
OCTUBRE	5155	12373	3093	20621
NOVIEMBRE	4762	11429	2857	19049
DICIEMBRE	3749	8998	2250	14997
Total	20632	52156	21197	93986

Tabla 6.2: Consumo energético anual de Dulces Galicia.

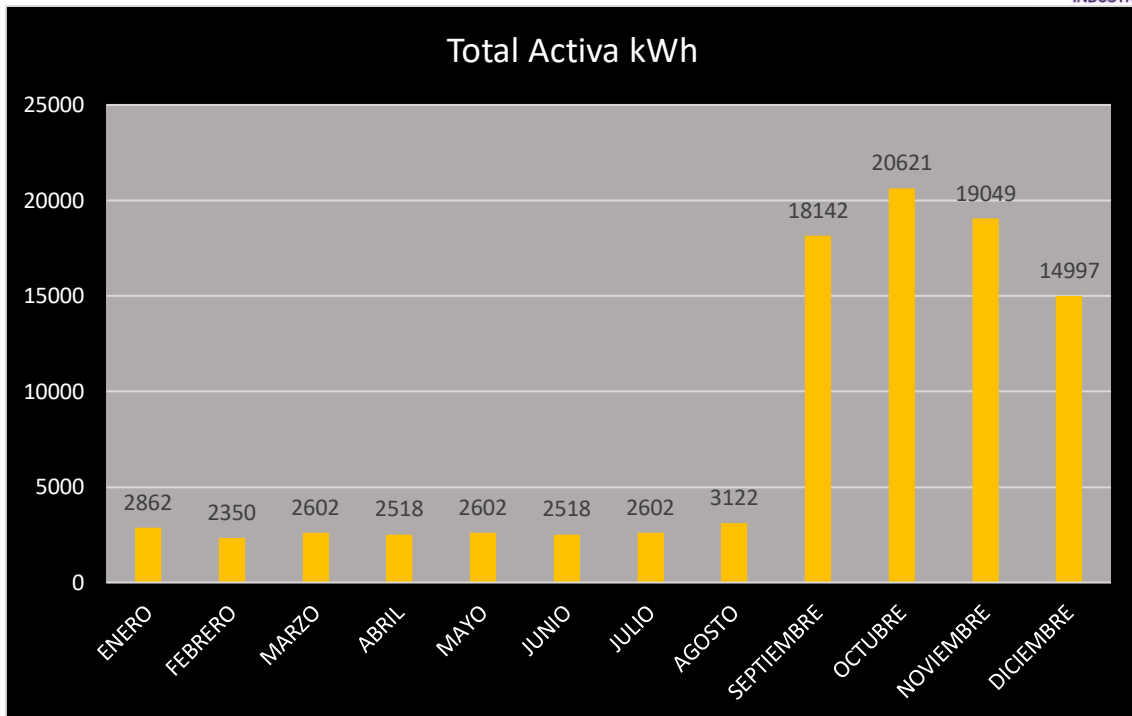


Figura 6.4: Gráfico del consumo mensual de Dulces Galicia, en un año.

## 6.4 DESCRIPCIÓN DEL TIPO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Nuestra instalación va a ser una instalación fotovoltaica **conectada a la red eléctrica**. Por ello nos apoyaremos en las normativas que atañen a este tipo de instalaciones. La instalación fotovoltaica estará compuesta por los paneles fotovoltaicos, el equipo inversor, encargado de transformar la corriente, el dispositivo de inyección cero (ITR) que regula la generación de energía eléctrica de la instalación y el material eléctrico necesario para la conexión y protección de los equipos.

Nuestro sistema fotovoltaico va a estar conectado a la red de distribución de baja tensión a través de la red interior de consumo (la red receptora de energía eléctrica, según el **REBT**), siendo el objetivo de esta instalación un autoconsumo total, que al disponer del equipo ITR, no se transmitirá energía alguna a la red de distribución eléctrica ya fuera por excedentes o para la venta de esta.

Según el RD 900/2015, de 9 de octubre, las instalaciones generadoras interconectadas (conectadas a la red eléctrica) se clasifican en dos tipos:

- **Modalidad de autoconsumo tipo 1:** según la ley 24/2013, de 26 de diciembre, son aquellas instalaciones generadoras destinadas al consumo propio, y que no están dadas de alta en el correspondiente registro como instalaciones de producción. En este tipo de instalaciones solo existirá el sujeto **consumidor**

(persona física o jurídica que adquiere la energía para su propio consumo) y deberán cumplir los siguientes requisitos:

- a) La potencia contratada por el consumidor no será superior a 100 kW.
  - b) La suma de potencias instaladas de generación será igual o inferior a la potencia contratada por el consumidor.
  - c) El titular del punto de suministro será el mismo que el de todos los equipos de consumo e instalaciones de generación conectados a su red.
  - d) Estas instalaciones estarán reguladas por el REBT y el RD 1699/2011 siempre que la tensión de la línea, de la empresa distribuidora a la que se conectan no sea superior a 1kV (BT).
- **Modalidad de autoconsumo tipo 2:** según la ley 24/2013, de 26 de diciembre, son las instalaciones de producción debidamente inscritas en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica conectadas a la red interior de consumo o a través de una línea directa. Aquí existirán dos sujetos, el **consumidor** y el **productor** (persona física o jurídica cuya función es generar energía eléctrica, construir, operar y mantener las instalaciones de producción) y cumplirán lo citado a continuación:
    - a) La suma de las potencias instaladas de las instalaciones de producción será igual o inferior a la potencia contratada por el consumidor.
    - b) De existir varias instalaciones de producción, el titular de todas y cada una de ellas deberá ser la misma persona física o jurídica.
    - c) Estas instalaciones estarán reguladas por los Reales Decretos 1955/2000, de 1 de diciembre, 1699/2011, de 18 de noviembre, y 413/2014, de 6 de junio.

Como la normativa nos dice que la potencia de la instalación fotovoltaica no puede ser superior a la potencia contratada a la compañía de distribución, la potencia de nuestra instalación fotovoltaica no podrá ser mayor a 12 kW. Luego como nuestra instalación no va a ser superior a 100 kW, está conectada a la red de baja tensión y está destinada al consumo propio, **es una modalidad de autoconsumo tipo 1.**

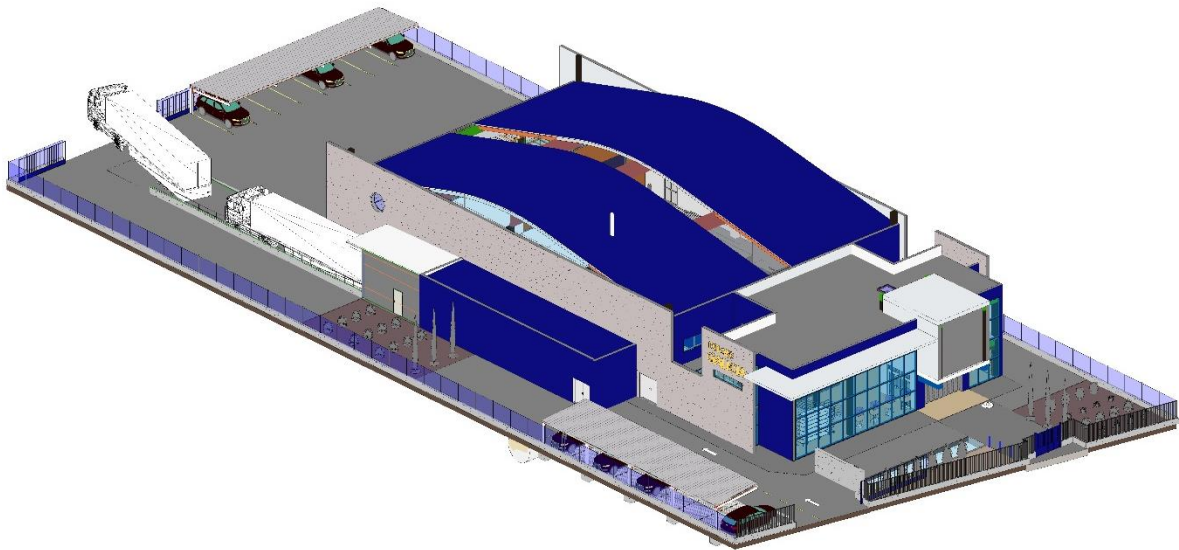
Puesto que, por razones de diseño, que comentaremos más adelante, nuestra instalación no va a contar con más de 30 módulos y el precio del módulo a partir de 340 Wp de potencia nominal se encarece bastante, por razones de baja demanda (la demanda actual de módulos oscila entre los 270-330 Wp) y del uso de tecnologías más costosas para alcanzar esas eficiencias más altas, **no se va a superar los 10 kWp de potencia instalada total.**

Al ser una instalación no superior a los 10 kW conectada a una red de tensión no superior a 1 kV, quedará excluida del régimen de autorización administrativa previa y de autorización administrativa de construcción, previsto en los apartados 1.a) y 1.b) del artículo 53 de la ley 24/2013, de 26 de diciembre. También queda exenta de la

presentación del aval definido en la disposición final primera del RD 1699/2011, de 18 de noviembre, y al estar conectada a la red interior no se le aplicará el complemento por energía reactiva previsto en el artículo 29 del RD 661/2007, de 25 de mayo.

## 6.5 ELECCIÓN DE LA POSICIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

A la hora de elegir en qué lugar irían situados los módulos se barajaron tres opciones. Nos apoyaremos en un plano en 3 dimensiones para facilitar la comprensión de la posición final elegida.

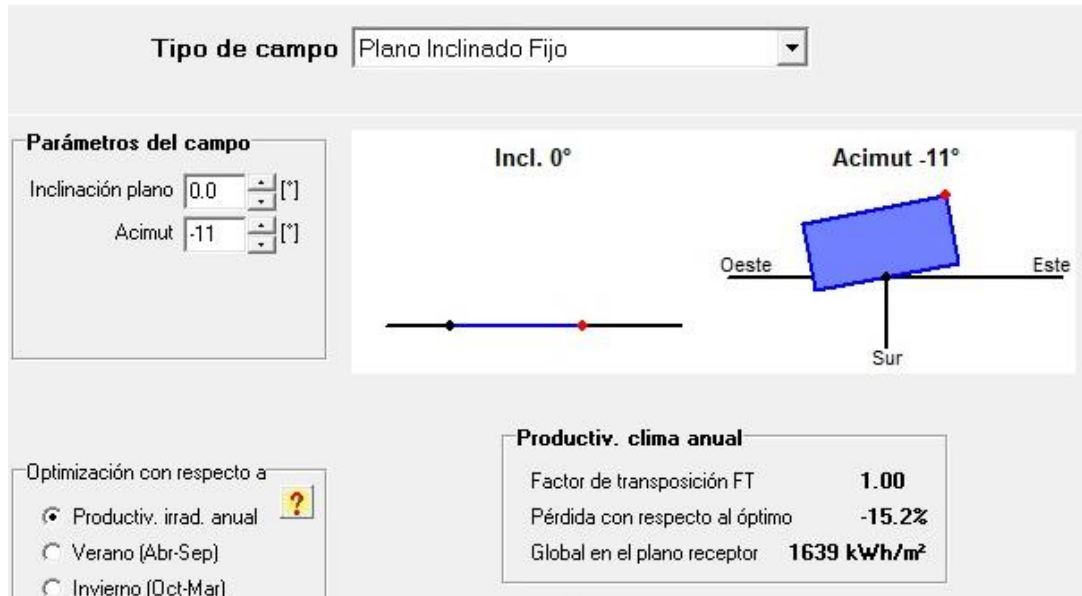


*Figura 6.5: Nave industrial de Dulces Galicia, diseñada con el software de modelado Revit de Autodesk.*

La primera idea que se planteó fue colocarlos en la **cubierta ondulada azul**. Pero esta opción se descartó rápidamente ya que al ser más endeble que la cubierta plana de las oficinas y curvada, los módulos debían ser del tipo flexibles curvables. Pero este tipo de módulo no es fácil de obtener y es mucho más caro que uno convencional (más del doble de precio para obtener la misma potencia). Además, nos suponía una mayor dificultad el sortear las sombras que nos creaba la chimenea, que son causantes de un gran descenso del rendimiento de los módulos, y nos crearía problemas de permeabilidad ya que podría filtrarse al interior algo de agua, creando goteras. También la instalación, el mantenimiento y la limpieza de este tipo de instalación es más caro y costoso.

Otra opción fue la de **integrarlos arquitectónicamente con las marquesinas**, pero el problema es que los módulos estarían completamente horizontales y las pérdidas por inclinación y orientación son del orden del 15% con respecto al ángulo óptimo, que no cumple con el límite de instalación tipo general establecido por el IDAE, y el coste de la marquesina se elevaría en gran medida, ya que este tipo de marquesinas están

diseñados de una manera concreta y específica para esta funcionalidad. También el coste del cableado se incrementaría puesto que estos tendrían que ir enterrados hasta las conexiones en el interior de la nave y las longitudes serían mayores al tener que atravesar distancias más largas.



**Figura 6.6: Pérdidas con respecto al ángulo óptimo, para una orientación de 11° hacia el Este y apoyado sobre el plano horizontal, determinadas con PVsyst.**

Por ello al final se decidió que el mejor lugar en el que situar los módulos fotovoltaicos era la cubierta plana de las oficinas y comedores, ya que, la instalación de los módulos es mucho más sencilla al ir sujetos en una estructura simple de aluminio, apoyada sobre la cubierta, que también nos permitirá la elección de la inclinación de los módulos para maximizar el rendimiento de la instalación. Se podrá acceder fácilmente para su instalación, mantenimiento y limpieza.

## 6.6 ORIENTACION E INCLINACIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Para determinar la orientación e inclinación de nuestros módulos debemos cumplir con los requisitos que nos dicta el IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía) por el que se nos establece un límite en las pérdidas por orientación e inclinación y por sombras, en función del tipo de instalación:

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

Tabla 6.3: Límites máximos de las pérdidas en función del tipo de disposición de los módulos (Fuente: IDAE, Mayo 2018).

En nuestro caso será una instalación del tipo general al ir los módulos colocados encima de la cubierta, apoyados sobre una estructura metálica. Luego sabiendo que las máximas pérdidas por orientación e inclinación son del 10%, calcularemos los límites de inclinación para un acimut de  $-11^\circ$ , ya que la nave industrial está orientada  $11^\circ$  hacia el Este, con la gráfica que nos proporciona el IDAE para una latitud de  $41^\circ$ :

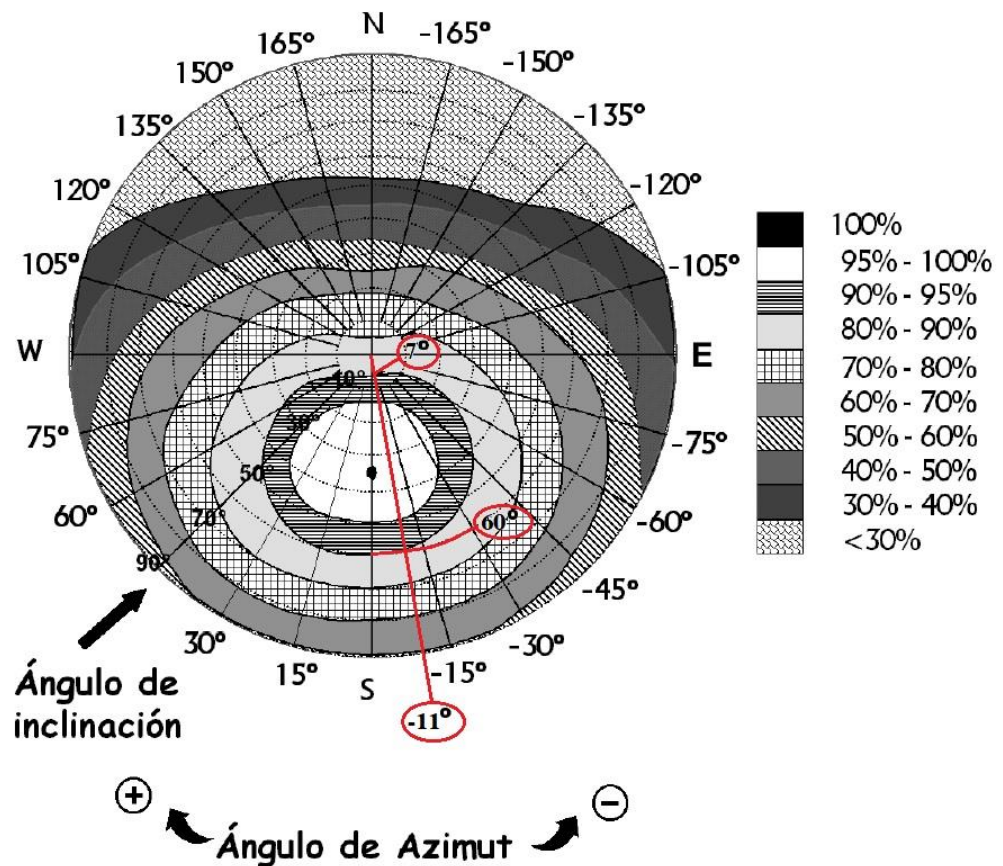


Figura 6.7: Límites de inclinación para un acimut de  $-11^\circ$  (Fuente: IDAE, Mayo 2018).

Luego como podemos ver la inclinación máxima es de  $60^\circ$  y la mínima de  $7^\circ$ . Pero como nuestra latitud ( $41, 52^\circ$ ) es diferente a la referente ( $41^\circ$ ), corregiremos estos límites con las siguientes fórmulas, obtenidas del IDAE:

$$\text{Inclinación máxima} = \text{Inclinación } (\varphi = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud})$$

**Ecuación 6.1**

$$\text{Inclinación mínima} = \text{Inclinación } (\varphi = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud})$$

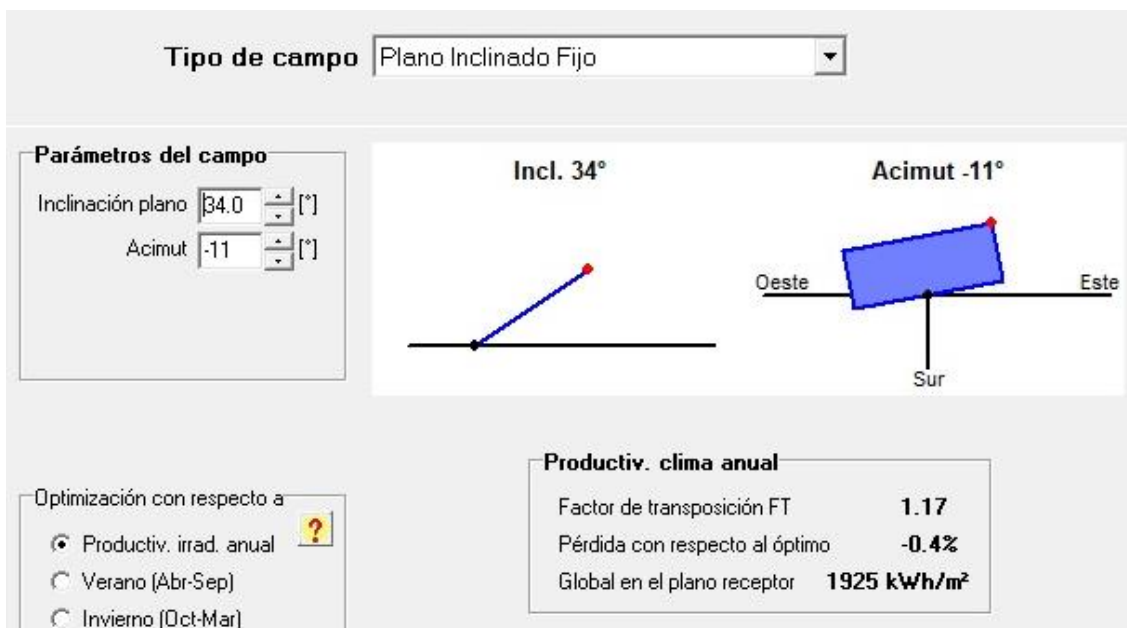
**Ecuación 6.2**

El valor mínimo de la inclinación mínima es 0°. Aplicando ambas ecuaciones tendremos:

$$\text{Inclinación máxima} = 60^\circ - (41^\circ - 41,52^\circ) = 60,52^\circ$$

$$\text{Inclinación mínima} = 7^\circ - (41^\circ - 41,52^\circ) = 7,52^\circ$$

Siendo el ángulo óptimo, el de menor pérdida, para nuestra situación de 34°, según PVsyst y PVGIST. Este ángulo está dentro del rango límite para nuestra instalación.



**Figura 6.8:** Inclinación óptima para un acimut de -11°, obtenido con PVsyst.

## 6.7 DETERMINACIÓN DE LA ORIENTACIÓN, INCLINACIÓN Y TAMAÑO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA EN FUNCION DEL SOMBREADO

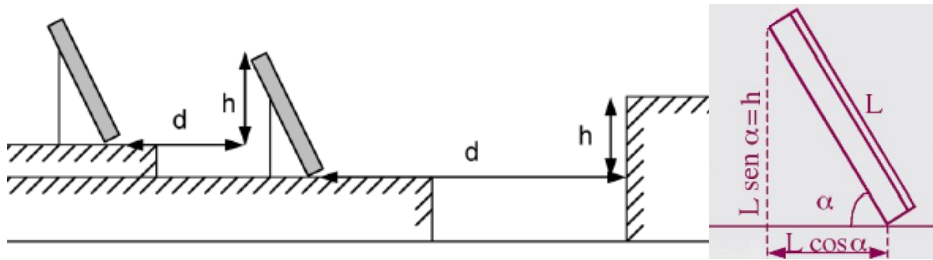
El plan solar de Castilla y León nos obliga a que la instalación solar se realice de forma que se asegure que entorno al mediodía solar (entre las 11 y las 15 horas) del solsticio de invierno, puesto que es el día del año en el que el sol está en su posición más baja, no haya más de un 2% de la superficie útil de captación en sombra.

El IDAE nos recomienda que la mínima distancia entre filas de módulos o entre una fila y un obstáculo que pueda proyectar sombras, sea tal que se garantice al menos 4 horas de sol entorno al mediodía solar del solsticio de invierno, que garantiza a su vez el cumplimiento del plan solar de Castilla y León.

Siendo esta distancia mínima, que nos dicta el IDAE:

$$d = h / \tan(67^\circ - \text{latitud})$$

*Ecuación 6.3*



*Figura 6.9: Distancia mínima entre filas de módulos y obstáculos (Fuente: IDAE y EREN, Mayo 2018).*

Para el caso de  $34^\circ$  tendremos que la distancia mínima entre filas de módulos, aplicando la ecuación 6.3, es:

$$d = ((1,96 \cdot \sin 34^\circ) + 0,05) / \tan(67 - 41,52) = 3,24 \text{ m}$$

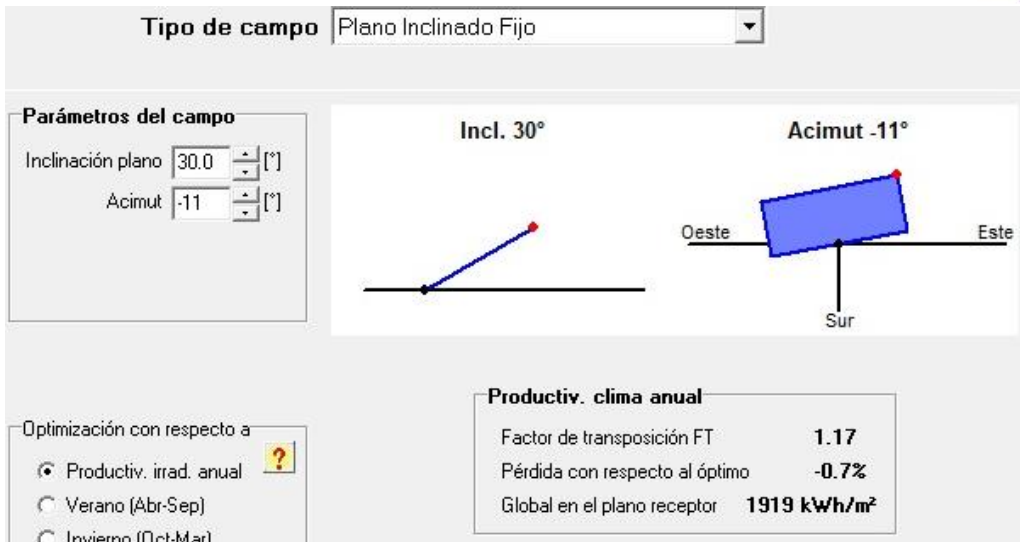
Siendo esos 0,05 m la altura desde el suelo que eleva la estructura a los módulos y como longitud del módulo tomamos 1,96 m que es una medida usual, de hecho, el módulo que escogeremos (citado más adelante) tiene esta medida.

Y la distancia que debe respetar la primera fila de módulos respecto al sobresaliente de delante, aplicando la ecuación 6.3, es:

$$d = 0,8 / \tan(67 - 41,52) = 2,26 \text{ m}$$

Pero simulando las sombras, con el software **Revit** de Autodesk, que se originarán entre las 11h y 15h del 21 de diciembre (mediodía del solsticio de invierno) vimos que con este ángulo solo podíamos colocar dos filas de 10 módulos sin que nos afectasen las sombras, mientras que con un ángulo máximo de  $30^\circ$  podíamos añadir otra fila de 10 módulos, teniendo una mayor potencia pico. Además, las pérdidas con un ángulo de  $30^\circ$  son mínimas respecto al ángulo de  $34^\circ$  (un 0,3% mayor).





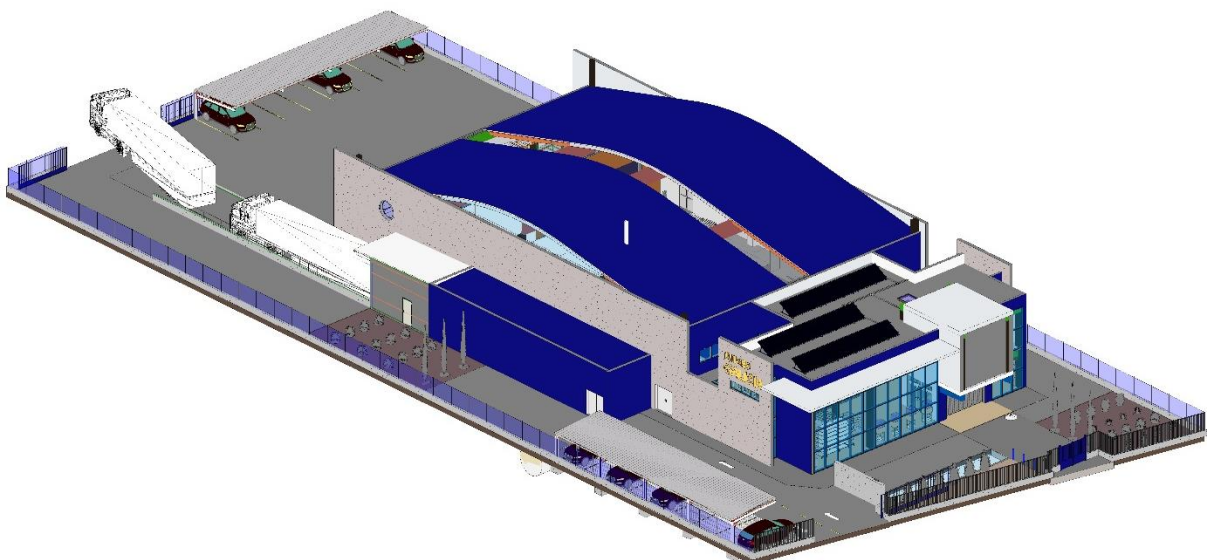
**Figura 6.10: Inclinación y orientación de la instalación fotovoltaica.**

La distancia mínima que han de cumplir las cadenas de módulos entre ellas con este ángulo de 30° es:

$$d = ((1,96 \cdot \sin 30^\circ) + 0,05) / \tan(67 - 41,52) = 2,91 \text{ m}$$

Luego nuestra instalación **se compondrá por 3 cadenas de 10 módulos, inclinados 30° respecto a la horizontal, y alineados con la dirección de la nave (acimut de -11°).**

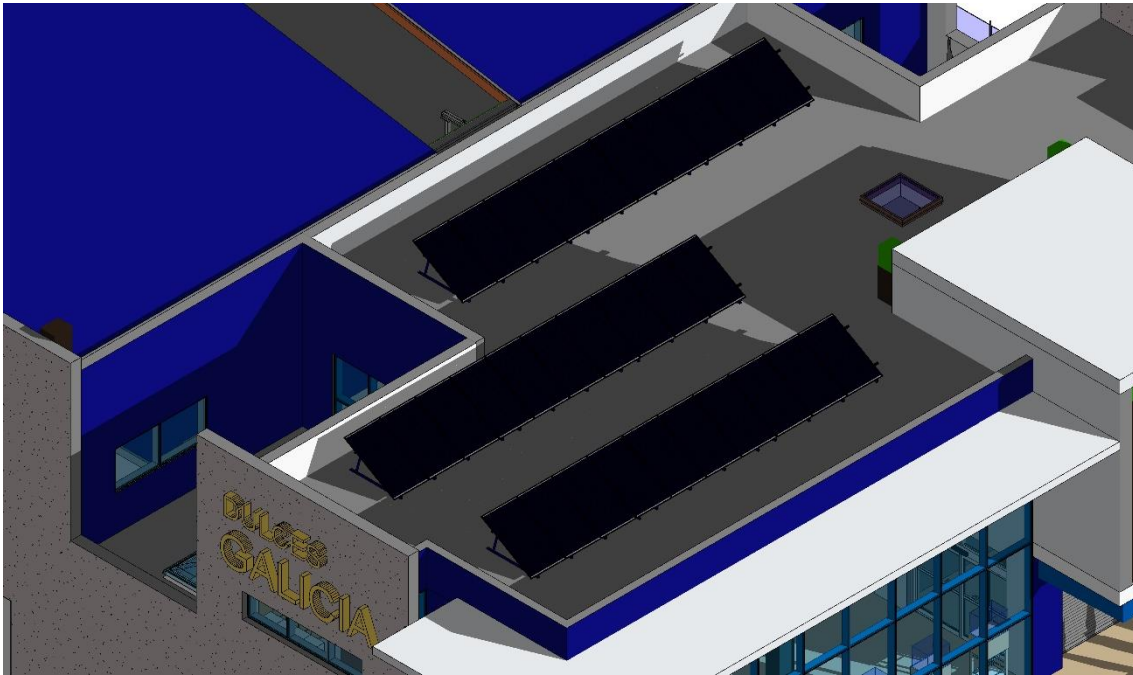
Quedará de la siguiente manera:



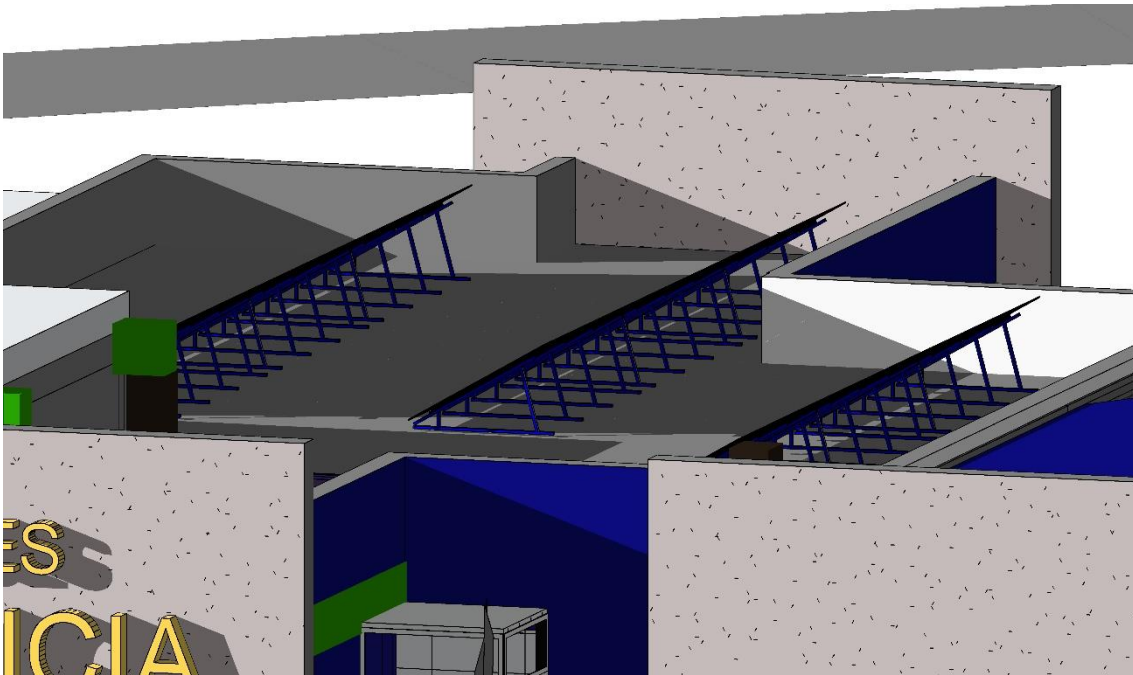
**Figura 6.11: Nave de Dulces Galicia, con los módulos situados en cubierta, diseñada con el software de modelado Revit de Autodesk.**

Se tomaron unas imágenes simulando el sombreado en el mediodía solar del 21 de diciembre, para ver que la instalación queda libre de sombras en ese espacio de tiempo.

Para el caso de las 11 de la mañana tendríamos la siguiente situación:



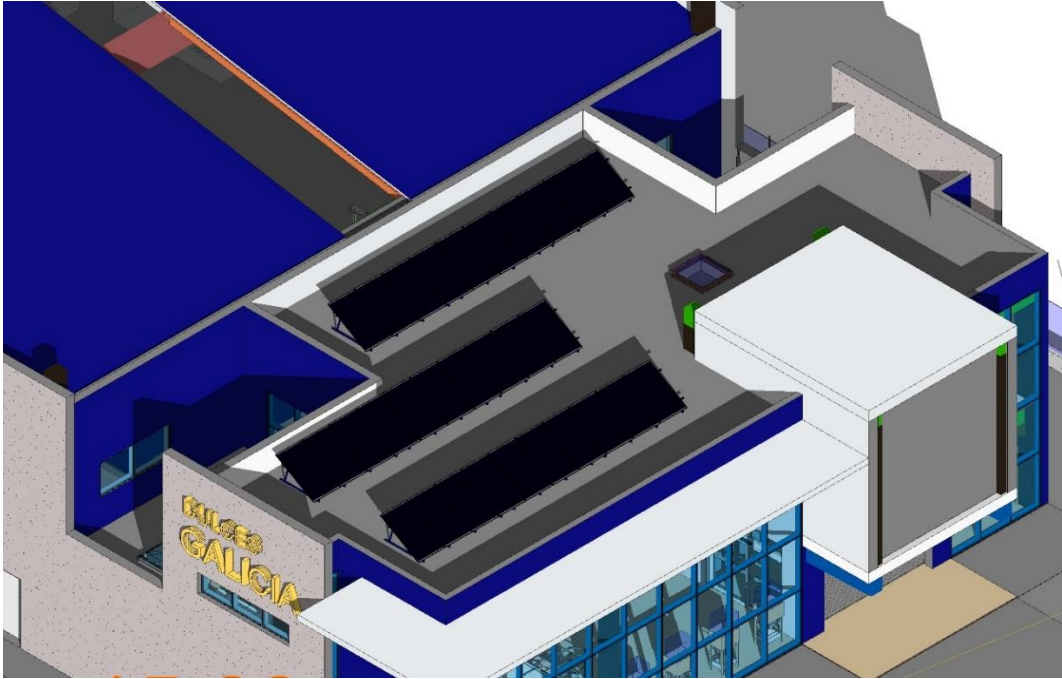
*Figura 6.12: Vista frontal de la cubierta con los módulos a las 11 de la mañana, el 21 de diciembre.*



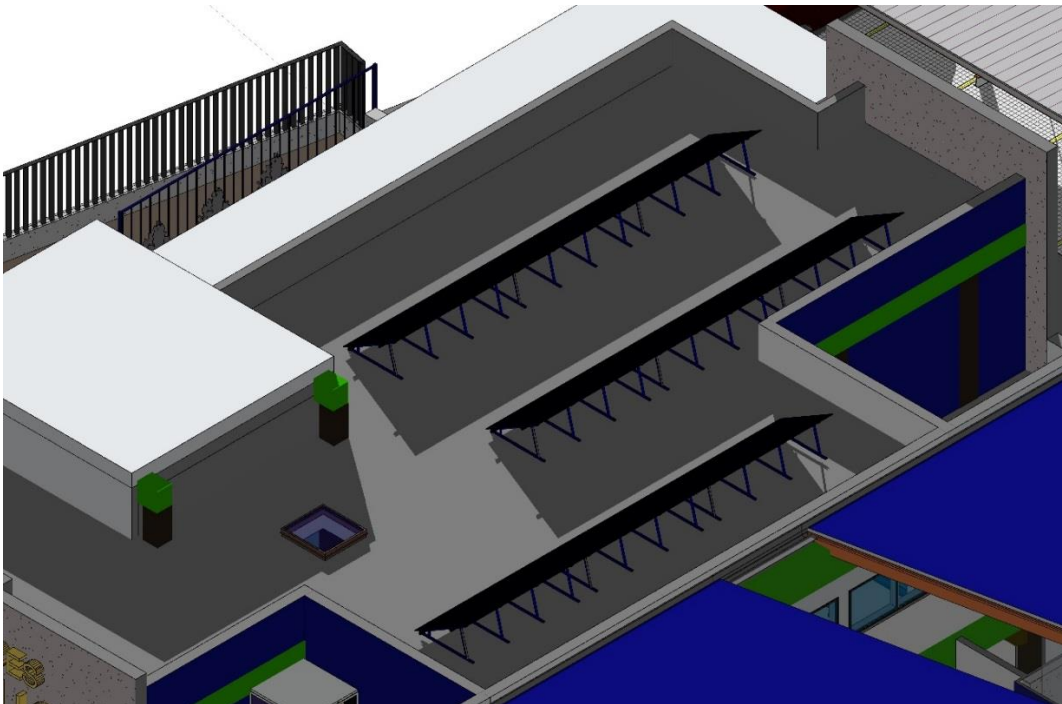
*Figura 6.13: Vista lateral de la cubierta con los módulos a las 11 de la mañana, del 21 de diciembre.*

Como se puede apreciar los módulos quedan libres de sombras, pero por una distancia mínima, de ahí la razón que un ángulo inmediatamente superior a  $30^\circ$ , nos anularía completamente una fila de 10 módulos.

En cuanto a las 15:00 h las sombras con los módulos instalados quedarían de la siguiente manera:



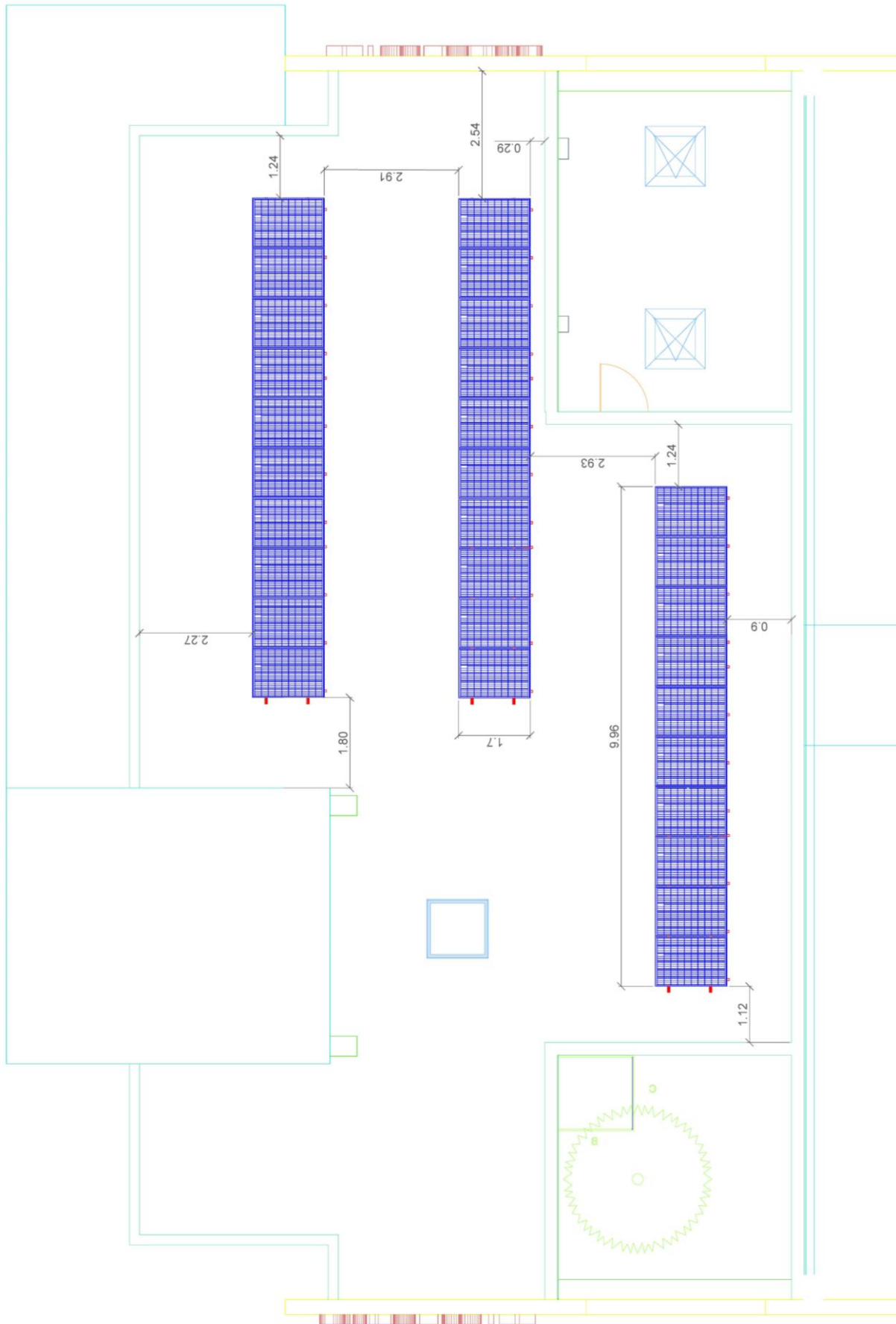
*Figura 6.14: Vista frontal de la cubierta con los módulos a las 15:00 horas, el 21 de diciembre.*



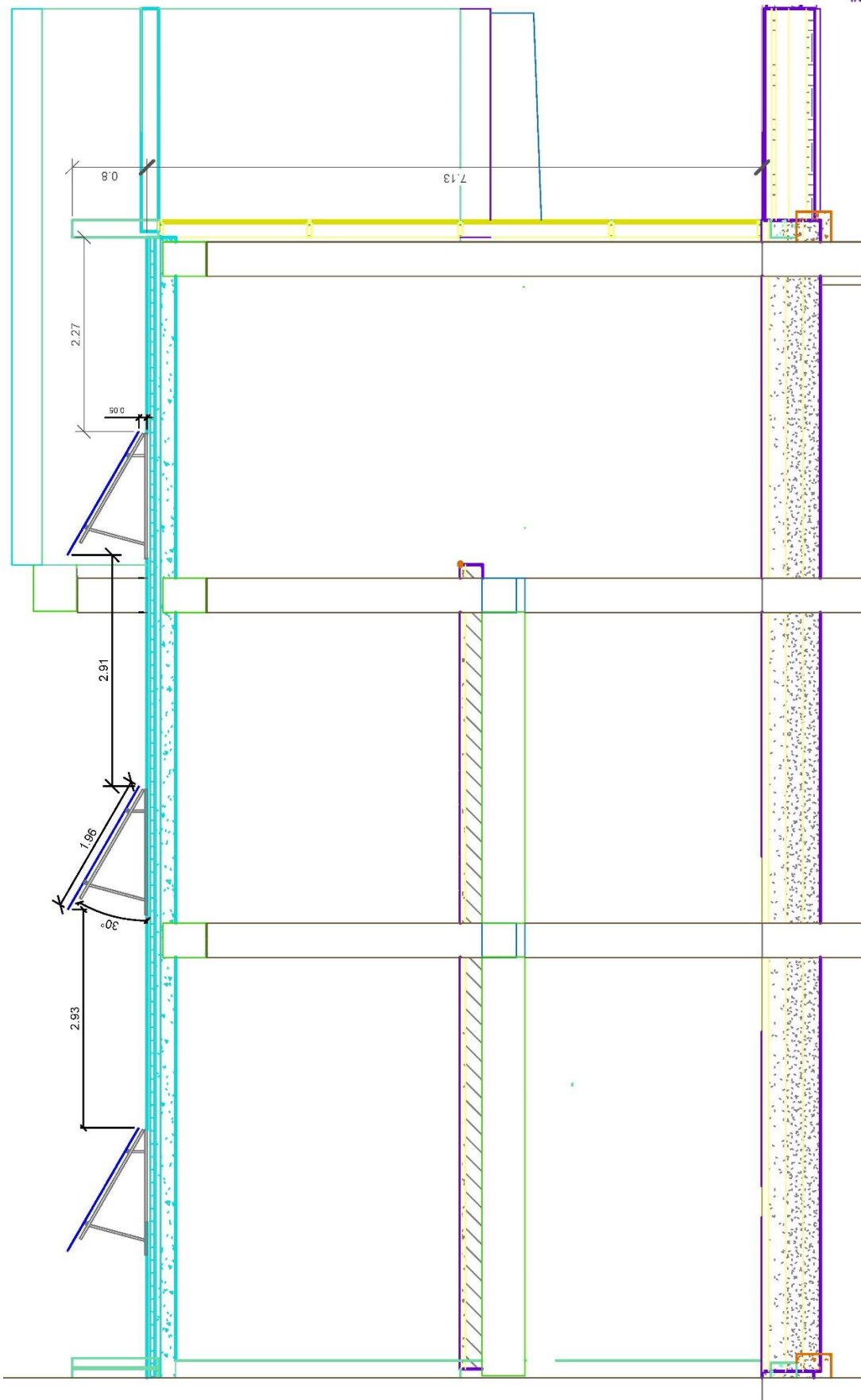
*Figura 6.15: Vista trasera de la cubierta con los módulos a las 15:00 horas, el 21 de diciembre.*

En este caso las sombras son menos acusadas, pero también bastante ajustadas entre las cadenas de módulos.

Luego como podemos ver nuestra instalación cumplirá las condiciones de diseño y las recomendaciones de sombreado. Una vista en planta y perfil de la cubierta, con las medidas, diseñadas con AutoCAD, quedará:

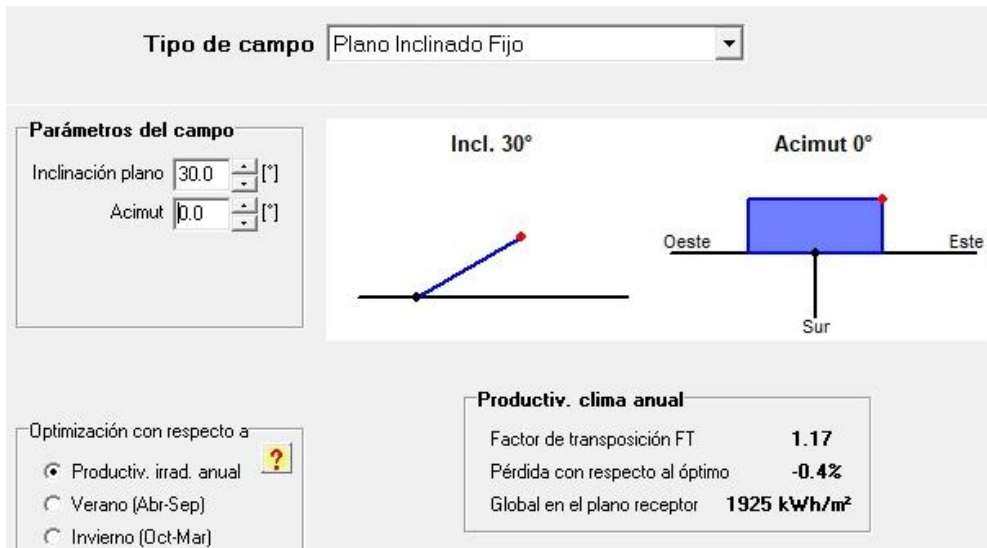


**Figura 6.16:** Vista en planta de la cubierta, solo con las 3 cadenas de módulos.



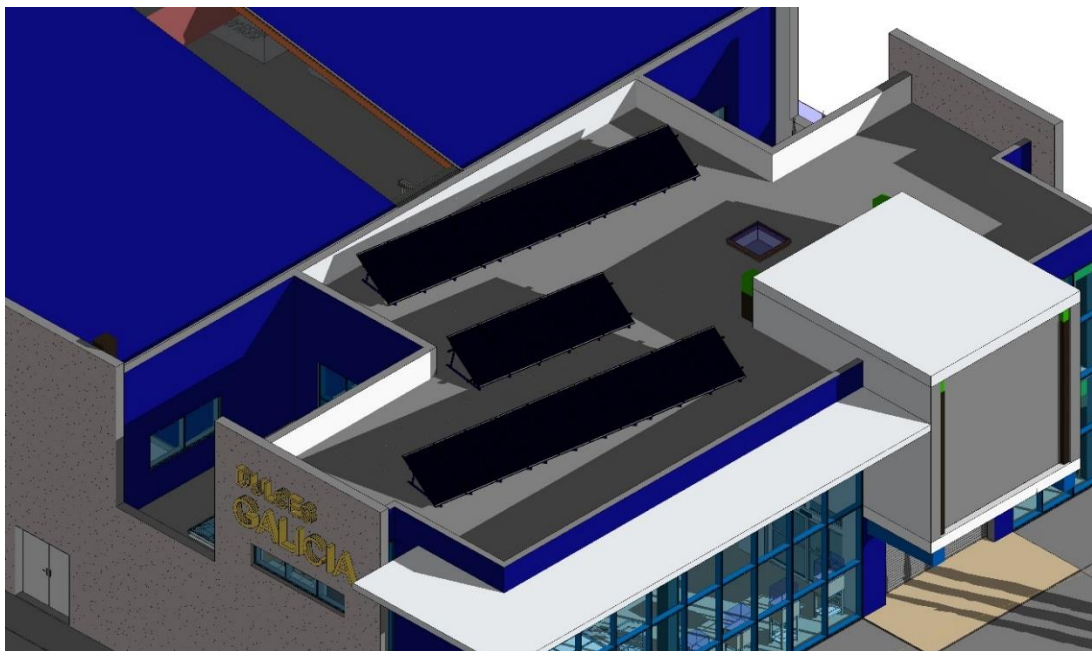
**Figura 6.17:** Vista en perfil de la parte lateral izquierda del bloque de oficinas de la nave, solo con las 3 cadenas de módulos.

También se pensó en colocarlos para un acimut de  $0^\circ$ , orientado directamente al sur, que es la orientación óptima, pero teníamos el mismo problema que con el ángulo óptimo de  $34^\circ$ . La reducción de las pérdidas es mínima (un 0,3%).

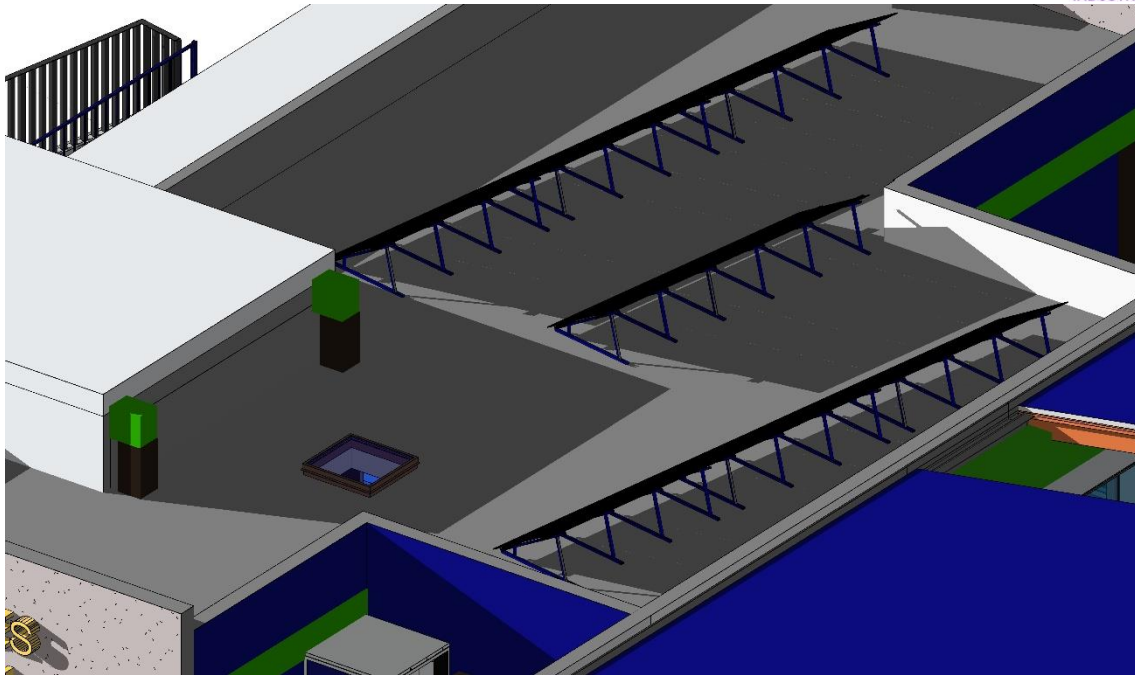


**Figura 6.18: Orientación óptima de la instalación fotovoltaica.**

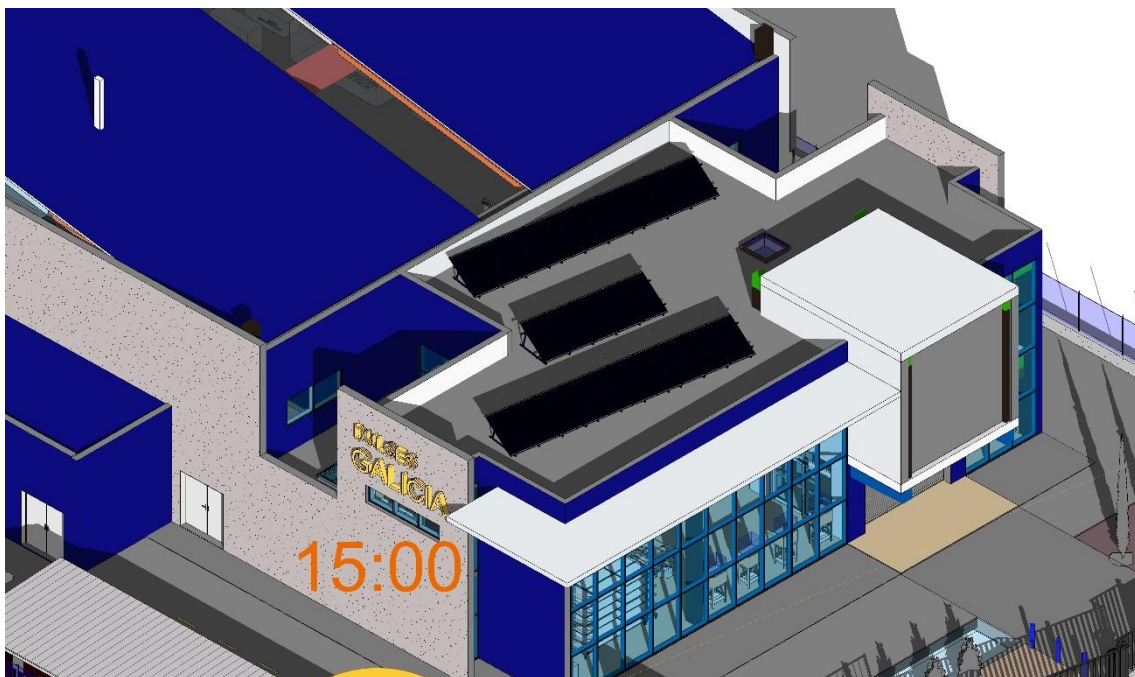
Y las sombras que habría en el mediodía solar nos obligarían a disminuir el número de módulos a situar en la cubierta, para cumplir con lo dicho en el IDAE. Estos pasarían de 30 a 25 módulos instalados como máximo, siendo 25 un número complicado para agrupar las cadenas de módulos lo más similares posibles, y evitar problemas de compatibilidad y pérdidas en el rendimiento. Además, se perdería potencia pico al reducir el número de módulos y quedarían mal estéticamente, porque no están alineados con el edificio.



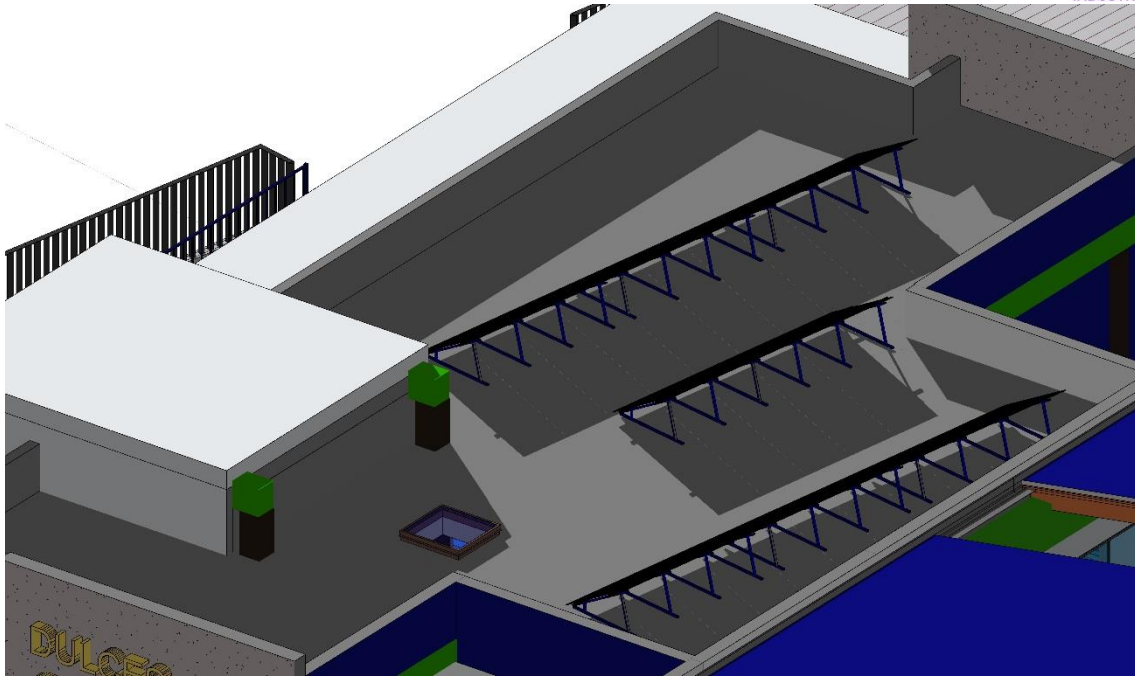
**Figura 6.19: Vista frontal de la cubierta a las 11 de la mañana, para un acimut de  $0^\circ$ .**



*Figura 6.20: Vista trasera de la cubierta a las 11 de la mañana, para un acimut de 0°.*



*Figura 6.21: Vista frontal de la cubierta a las 3 de la tarde, para un acimut de 0°.*



*Figura 6.22: Vista trasera de la cubierta a las 3 de la tarde, para un acimut de 0°.*

Por lo que esta opción quedaría descartada también.





# **CAPÍTULO 7: DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA. SELECCIÓN DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES QUE LA COMPONEN**





## 7.1 EQUIPO DE INYECCIÓN CERO

El hecho de tener este equipo instalado nos proporcionara algunos beneficios importantes.

El primero de ellos será que quedaremos exentos del pago de los **estudios de acceso y conexión** descritos en el artículo 7 del RD 900/2015, de 9 de octubre (al ser una instalación Tipo 1 que no supera los 10 kW). Este estudio puede llegar a alcanzar hasta los 750 € de coste.

El segundo será que se considerará **nula la potencia nominal máxima disponible de conexión** descrita en el ANEXO I del RD 1699/2011, de 18 de noviembre.

Además, es muy probable que la compañía distribuidora **nos exima de la obligación de instalar un contador de generación**, al disponer de este equipo y ser una instalación no superior a los 10 kW de potencia instalada. Con ello nos ahorraremos también la instalación de un elemento de corte general, descrito en el Artículo 14 del RD 1699/2011, de 18 de noviembre, y del pago de los peajes por uso de redes y generación fotovoltaica.

El equipo empleado será el **ITR 2.0** de LACECAL y sus especificaciones técnicas las siguientes:

**13 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS**

Alimentación	230 Vca (40% ... 115%) 50 ... 60 Hz 8 VA 14 VA (con módulos WIFI y 3G simultáneos)
Medida de tensión	10 ... 264 Vac (fase-neutro) 50 ... 60 Hz 0,03 VA
Medida de corriente	.../0,250 A (0,04 VA) .../1 A (0,02 VA) .../5 A (0,5 VA)
Precisión	1 %
Comunicaciones	Ethernet RS422 / RS485 WIFI / 3G / Bluetooth mediante dispositivos USB estándar no incluidos.
Interface de usuario	Servidor WEB integrado en el equipo. Acceso mediante Ethernet o WIFI.
Registro de datos	Almacenamiento local de todos los datos de funcionamiento en SD incluida.
Conexión a internet	Ethernet / WIFI / 3G Necesaria para el envío de datos al portal web y recepción de actualizaciones de firmware automáticas.
Características Mecánicas	módulos DIN (159x90x58 mm) ABS UL94V-0 310 gr Montaje en Carril DIN 46277 (EN 50022)
Rango de temperatura de trabajo	-25°C ... +70°C
Rango de temperatura de almacenamiento	-40°C ... +85°C
Humedad relativa máxima sin condensación	95%
Altitud máxima	2000m
Grado de protección	IP20

Normativa	
Compatibilidad electromagnética	UNE-EN 61000-6-4:2007 UNE-EN 61000-6-2:2006
Seguridad eléctrica	UNE-EN 61010-1:2011

**Tabla 7.1: Especificaciones técnicas del ITR 2.0 (Fuente: Lacecal, Junio 2018).**

El coste de este equipo es de unos 800 €.

**7.1.1 ELECCIÓN DE LOS TRANSFORMADORES QUE NECESITA EL ITR 2.0**

Este equipo necesita la instalación conjunta de transformadores entre la instalación y el propio equipo y entre el contador de la compañía eléctrica y la red de consumo interno, para poder realizar las lecturas de las corrientes en ambas partes.

En las especificaciones nos indica el valor de corriente que debe llegarle para poder realizar la lectura. En nuestro caso seleccionaremos unos transformadores del tipo 20/5 A, monofásicos, uno por fase, hasta un total de 6, 3 para la nuestra instalación y 3 para la red de distribución.

El valor de 20 A es debido a que por las fases circulara una corriente de 16 A (corriente máxima de salida del inversor y la de la red de distribución en BT), siendo el valor inmediatamente superior de estos equipos de 20 A.

El valor de la corriente de salida del transformador serán 5 A, ya que es el valor resultante de la relación de transformación y el que admite el ITR 2.0.

El modelo elegido es el **TA-210**, de tipo **20/5 A**, de **circutor**:

## TA-210

Transformador de corriente para medida de alta precisión con primario bobinado



### Descripción

- Tipos desde 5 hasta 400 A
- Primario bobinado

### Aplicaciones

Convertir una corriente nominal elevada a una de más baja para poder ser medida por un equipo. En instalaciones donde la corriente nominal no sea muy grande o donde se deba solicitar al transformador potencia de secundario superiores a 10 VA.

### Características técnicas

Características eléctricas		
Frecuencia		50 / 60 Hz
Tensión de aislamiento		3 kV c.a.
Corriente térmica de cortocircuito, $I_{th}$		60 $I_n$
Corriente dinámica, $I_{dyn}$		2,5 $I_n$
Tensión más elevada para el material		0,72 kV c.a.
Clase térmica		A 105 °C
Tipo de encapsulado		Plástico VO autoextinguible
Factor de seguridad		$F_S < 5$
Bornes secundarios precintables		Si
Fijación en carril DIN		Si
Normas	IEC 44-1, UNE 21 088-1, UL 94, VDE 0414	

### Referencias

Tipo	TA 210*			Código
	VA	Clase		
A	0,5	1	3	
5/5	15	20	30	M70541
10/5	15	20	30	M70542
15/5	15	20	30	M70543
20/5	15	20	30	M70544
25/5	15	20	30	M70545
30/5	15	20	30	M70546
40/5	15	20	30	M70547
50/5	15	20	30	M70548
60/5	15	20	30	M70549
75/5	15	20	30	M7054A
100/5	15	20	30	M7054B
125/5	15	20	30	M7054C
150/5	15	20	30	M7054D
200/5	15	20	30	M7054E
250/5	15	20	30	M7054F
300/5	15	20	30	M7054G
400/5	15	20	30	M7054H

Figura 7.1: Especificaciones técnicas de los transformadores TA-210 (Fuente: CIRCUTOR, Junio 2018).

El coste de cada transformador es de 50 €, y al ser un total de 6 transformadores, el coste total será de 300 €.



## 7.2 SELECCIÓN DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO

Como comentamos anteriormente, nuestra instalación no va a ser superior a los 10 kW. Por ello escogeremos entre varios módulos de 330 Wp de potencia nominal, para ver cuál es el más idóneo y para ajustarnos lo máximo posible a los 10 kW, ya que los de potencia nominal inmediatamente superior a estos (335-340 Wp), harían que la potencia total de la instalación fuese superior a los 10 kW, y por unos pocos vatios no merece la pena perder los beneficios que supone una instalación no superior a los 10 kW. Además, como dijimos, los precios se disparan con módulos de más de 340 Wp.

Los módulos escogidos a estudiar son los siguientes:



## MAXPOWER CS6U-315 | 320 | 325 | 330P

Canadian Solar's modules use the latest innovative cell technology, increasing module power output and system reliability, ensured by 15 years of experience in module manufacturing, well-engineered module design, stringent BOM quality testing, an automated manufacturing process and 100% EL testing.

### KEY FEATURES



Excellent module efficiency of up to 16.97 %



Outstanding low irradiance performance of up to 96.0 %



High PTC rating of up to 91.55 %



IP67 junction box for long-term weather endurance



Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa



linear power output warranty



product warranty on materials and workmanship

### MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES\*

ISO 9001:2008 / Quality management system  
ISO 14001:2004 / Standards for environmental management system  
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

### PRODUCT CERTIFICATES\*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / CQC / MCS / INMETRO / CEC AU  
UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US) / FSEC (US Florida)  
UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE  
UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1  
IEC 60068-2-68: SGS  
Take-e-way



\* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

**CANADIAN SOLAR INC.** is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 17 GW deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) is one of the most bankable solar companies worldwide.

### CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, [www.canadiansolar.com](http://www.canadiansolar.com), [support@canadiansolar.com](mailto:support@canadiansolar.com)

Figura 7.2: Módulo CanadianSolar MAXPOWER CS6U-330P (330 Wp).



AC-310P/156-72S  
 AC-315P/156-72S  
 AC-320P/156-72S  
 AC-325P/156-72S  
 AC-330P/156-72S

www.axitecsolar.com

**AXITEC**  
 high quality german solar brand

## AXIpower

72 células policristalino  
 Módulos fotovoltaicos de alto rendimiento

Las ventajas:

- 12 años de garantía al producto
- Alto rendimiento por módulo gracias a selectas tecnologías y materiales certificados
- Potencia positiva garantizada de 0-5 Wp comprobado por la medición individual de cada módulo
- Carga máxima admisible de 2400 Pa
- 100% de prueba de electroluminiscencia
- Caja de conexión de alta calidad y sistemas de enchufe



Fig.similar 72P156ES170220A

### Garantía exclusiva lineal de máximo rendimiento de AXITEC!

- 15 años de garantía al 90% de la potencia nominal
- 25 años de garantía al 85% de la potencia nominal

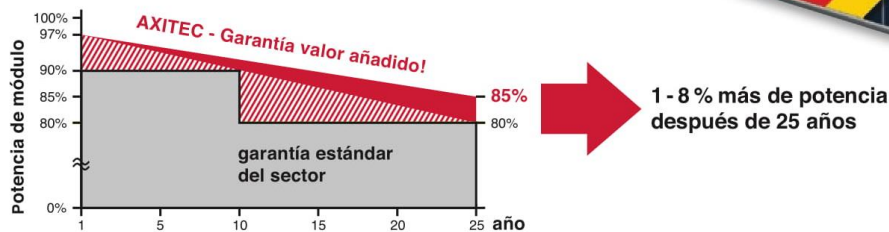


Figura 7.3: Módulo AXITEC AC-330P/156-72S (330 Wp).





Figura 7.4: Módulo CSUN330-72P (330 Wp).

Escogimos estos módulos ya que poseen la potencia nominal que requeríamos de 330 Wp, disponemos de los precios de venta y los comerciantes que los venden son españoles, por lo que nos garantiza un servicio técnico sencillo, tienen características muy similares entre ellos y poseen prácticamente las mismas medidas, que las genéricas que tomamos a la hora de realizar el estudio de sombreado.

Calculamos con PVsyst la energía que nos aportaría cada uno de estos módulos a lo largo de un año, puesto que los datos que nos proporciona son de gran exactitud, obteniendo para cada módulo:

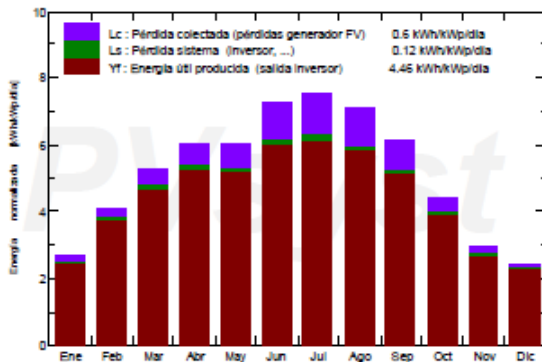
### Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

**Proyecto :** Dulces Galicia

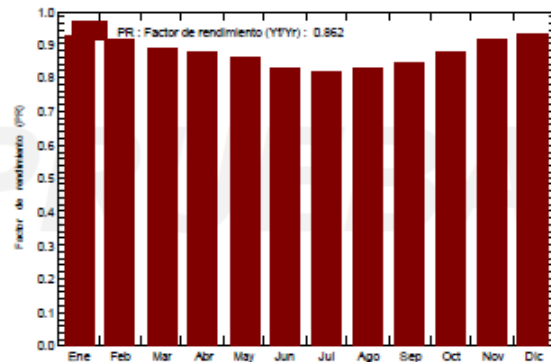
**Variante de simulación :** Canadian 330P

<b>Parámetros principales del sistema</b>	<b>Tipo de sistema</b>	<b>No 3D scene defined</b>		
Orientación Campos FV	inclinación	30°	acimut	-11°
Módulos FV	Modelo	CS6U - 330P 1000V	Pnom	330 Wp
Generador FV	N° de módulos	30	Pnom total	9.90 kWp
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 3.3TL M	Pnom	3300 W ac
Banco de inversores	N° de unidades	3.0	Pnom total	9.90 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			
<b>Resultados principales de la simulación</b>				
Producción del Sistema	<b>Energía producida</b>	<b>16.12 MWh/año</b>	Produc. específico	1628 kWh/kWp/año
	<b>Factor de rendimiento (PR)</b>	<b>86.24 %</b>		

Producciones normalizadas (por kWp Instalado): Potencia nominal 9.90 kWp



Factor de rendimiento (PR)



#### Canadian 330P Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	52.5	26.28	3.96	83.5	81.8	0.787	0.766	0.927
Febrero	79.7	31.45	5.42	115.6	113.4	1.072	1.045	0.913
Marzo	129.4	48.27	8.86	164.0	160.7	1.473	1.436	0.885
Abril	162.3	67.92	10.60	180.4	176.4	1.607	1.566	0.877
Mayo	187.5	83.96	14.99	187.4	183.0	1.641	1.599	0.862
Junio	227.0	67.29	20.29	217.5	212.6	1.835	1.788	0.830
Julio	237.9	59.54	22.12	233.8	228.9	1.940	1.891	0.817
Agosto	205.2	61.03	21.75	220.6	215.8	1.845	1.799	0.824
Septiembre	151.7	49.68	17.69	183.7	180.0	1.574	1.535	0.844
Octubre	99.3	37.48	13.00	137.7	135.1	1.225	1.194	0.876
Noviembre	60.0	32.18	7.03	88.6	86.7	0.826	0.805	0.917
Diciembre	46.8	24.91	4.28	75.6	74.1	0.717	0.697	0.932
<b>Año</b>	<b>1639.2</b>	<b>590.01</b>	<b>12.54</b>	<b>1888.3</b>	<b>1848.6</b>	<b>16.542</b>	<b>16.121</b>	<b>0.862</b>

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal  
 DiffHor Irradiación difusa horizontal  
 T Amb Temperatura Ambiente  
 GlobInc Global incidente plano receptor  
 GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados  
 EArray Energía efectiva en la salida del generador  
 E\_Grid Energía reinyectada en la red  
 PR Factor de rendimiento

Figura 7.5: Energía producida con los módulos CanadianSolar MAXPOWER.

## Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : **Dulces Galicia**

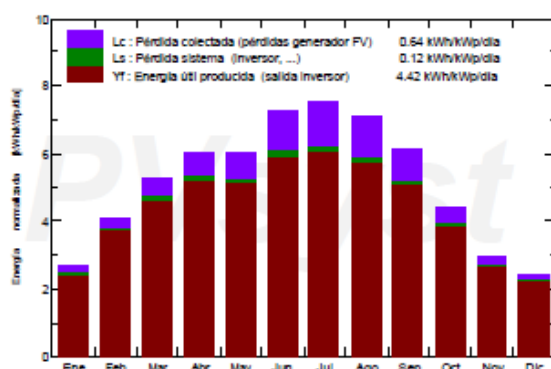
Variante de simulación : **AC-330P/156-72P**

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No 3D scene defined		
Orientación Campos FV	inclinación	30°	acimut	-11°
Módulos FV	Modelo	AXIpower AC-330P/156-72S	Pnom	330 Wp
Generador FV	N° de módulos	30	Pnom total	9.90 kWp
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 3.3TL M	Pnom	3300 W ac
Banco de inversores	N° de unidades	3.0	Pnom total	9.90 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

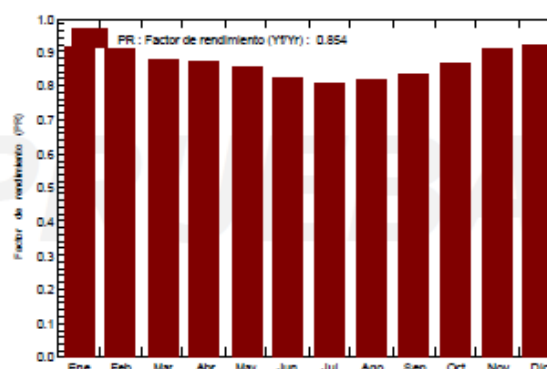
### Resultados principales de la simulación

Producción del Sistema	Energía producida	15.97 MWh/año	Produc. específico	1613 kWh/kWp/año
	Factor de rendimiento (PR)	85.40 %		

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 9.90 kWp



Factor de rendimiento (PR)



### AC-330P/156-72P

#### Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	52.5	26.28	3.96	83.5	81.0	0.780	0.769	0.918
Febrero	79.7	31.45	5.42	115.6	112.5	1.083	1.036	0.905
Marzo	129.4	48.27	8.86	164.0	159.5	1.460	1.424	0.877
Abril	162.3	67.92	10.60	180.4	175.1	1.593	1.552	0.889
Mayo	187.5	83.96	14.99	187.4	181.6	1.626	1.584	0.854
Junio	227.0	67.29	20.29	217.5	211.0	1.816	1.769	0.822
Julio	237.9	59.54	22.12	233.8	227.2	1.920	1.870	0.808
Agosto	205.2	61.03	21.75	220.6	214.3	1.826	1.781	0.816
Septiembre	151.7	49.68	17.69	183.7	178.7	1.559	1.520	0.836
Octubre	99.3	37.48	13.00	137.7	134.0	1.213	1.182	0.867
Noviembre	60.0	32.18	7.03	88.6	85.9	0.818	0.797	0.909
Diciembre	46.8	24.91	4.28	75.6	73.3	0.710	0.690	0.922
Año	1639.2	590.01	12.54	1888.3	1834.0	16.382	15.966	0.854

Leyendas: GlobHor	Irradiación global horizontal	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del generador
T Amb	Temperatura Ambiente	E_Grid	Energía reinyectada en la red
GlobInc	Global incidente plano receptor	PR	Factor de rendimiento

Figura 7.6: Energía producida con los módulos AXITEC.

## Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

**Proyecto :** Dulces Galicia

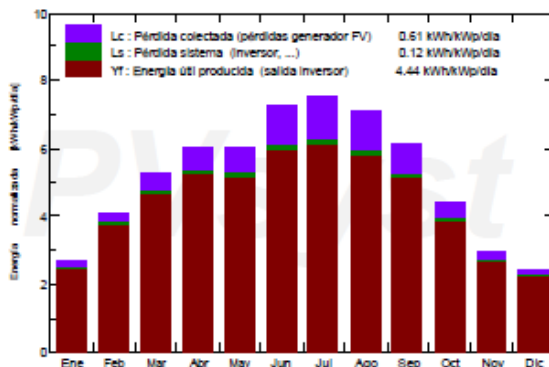
**Variante de simulación :** CSUN 330-72P

<b>Parámetros principales del sistema</b>	Tipo de sistema	No 3D scene defined	
Orientación Campos FV	inclinación	30°	acimut -11°
Módulos FV	Modelo	CSUN 330-72PH	Pnom 330 Wp
Generador FV	N° de módulos	30	Pnom total 9.90 kWp
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 3.3TL M	Pnom 3300 W ac
Banco de inversores	N° de unidades	3.0	Pnom total 9.90 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		

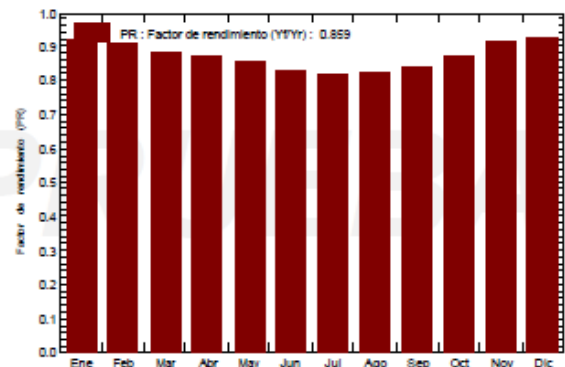
### Resultados principales de la simulación

Producción del Sistema	<b>Energía producida</b>	16.06 MWh/año	Produc. específico 1622 kWh/kWp/año
	Factor de rendimiento (PR)	85.89 %	

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 9.90 kWp



Factor de rendimiento (PR)



### CSUN 330-72P

#### Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	52.5	26.28	3.96	83.5	81.0	0.782	0.761	0.921
Febrero	79.7	31.45	5.42	115.6	112.5	1.067	1.040	0.909
Marzo	129.4	48.27	8.86	164.0	159.5	1.467	1.431	0.881
Abril	162.3	67.92	10.60	180.4	175.1	1.601	1.560	0.874
Mayo	187.5	83.96	14.99	187.4	181.6	1.635	1.593	0.858
Junio	227.0	67.29	20.29	217.5	211.0	1.828	1.781	0.827
Julio	237.9	59.54	22.12	233.8	227.2	1.934	1.884	0.814
Agosto	205.2	61.03	21.75	220.6	214.3	1.839	1.794	0.822
Septiembre	151.7	49.68	17.69	183.7	178.7	1.570	1.530	0.841
Octubre	99.3	37.48	13.00	137.7	134.0	1.219	1.188	0.872
Noviembre	60.0	32.18	7.03	88.6	85.9	0.821	0.800	0.912
Diciembre	46.8	24.91	4.28	75.6	73.3	0.712	0.692	0.925
Año	1639.2	590.01	12.54	1888.3	1834.0	16.475	16.056	0.859

Leyendas: GlobHor	Irradiación global horizontal	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del generador
T Amb	Temperatura Ambiente	E_Grid	Energía reinyectada en la red
GlobInc	Global incidente plano receptor	PR	Factor de rendimiento

Figura 7.7: Energía producida con los módulos CSUN.

Dónde:

- *El rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”, PR*, es la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, al tener en cuenta la dependencia de la eficiencia con la temperatura, la eficiencia del cableado, pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad, la eficiencia energética del inversor, etc. Este se puede calcular como el cociente de la Energía reinyectada a la red ( $E_{Grid}$ ) entre la Energía global incidente en el plano receptor:

$$PR = \frac{E_{GRID}}{GlobInc \cdot \text{Superficie de captación útil } (58,3 \text{ m}^2) \cdot \text{Eficiencia de los módulos (CEM)}}$$

**Ecuación 7.1**

- *Energía efectiva a la salida del generador, Earray*, es la energía a la entrada del inversor, que tiene en cuenta las pérdidas por temperatura, polvo, dispersión de parámetros entre módulos y pérdidas en el cableado de corriente continua.
- *Energía inyectada en la red, E\_Grid*, que es la energía que nos transmitirá el inversor a su salida inmediata, es decir, la Earray descontando las pérdidas del propio inversor. También puede obtenerse como:

$$E_{Grid} = \frac{GlobInc \cdot P_{nom \text{ total}} \cdot PR}{G_{CEM} (1 \frac{kW}{m^2})}$$

**Ecuación 7.2**

A la vista de los resultados, los primeros módulos a descartar fueron los de la marca AXITEC, ya que son los que menos energía nos proporcionarán a lo largo del año y tienen el mismo precio que los CanadianSolar, aunque es interesante los 2 años extras de garantía que ofrece el producto, pero no lo suficiente frente al ahorro extra del CanadianSolar.

En cuanto a los dos restantes el CanadianSolar es un poco más eficiente, ya que nos entregara 65 kWh/año más que el CSUN, pero el CSUN es más barato: 200,3 € por módulo frente a los 204,18 € del CanadianSolar.

Por ello haciendo un estudio en el que solo se incluyó el coste de los 30 módulos para las dos marcas diferentes, y se usó la misma tarifa energética en ambos casos (Tabla 9.1), se vio que con ambas marcas la amortización se llevaba a cabo en 5 años:

Años		1	2	3	4	5	6	7	8	9
Gasto anual sin PV	€/año	9.515	10.076	10.669	11.298	11.964	12.669	13.416	14.207	15.044
Gasto anual con PV	€/año	8.237	8.732	9.256	9.812	10.402	11.026	11.688	12.390	13.134
Ahorro en el consumo	€/año	1.278	1.344	1.413	1.486	1.563	1.643	1.728	1.817	1.911
Ahorro anual en la factura eléctrica	%	13,43	13,34	13,24	13,15	13,06	12,97	12,88	12,79	12,70
Año Recuperación de la inversión realizada	€	4.847	3.602	2.294	920	-525	-2.043	-3.638	-5.315	-7.076

**Tabla 7.2: Ahorro económico con los módulos CanadianSolar.**

Años		1	2	3	4	5	6	7	8	9
Gasto anual sin PV	€/año	9.515	10.076	10.669	11.298	11.964	12.669	13.416	14.207	15.044
Gasto anual con PV	€/año	8.242	8.737	9.262	9.818	10.408	11.033	11.695	12.397	13.141
Ahorro en el consumo	€/año	1.273	1.339	1.408	1.480	1.556	1.637	1.721	1.810	1.903
Ahorro anual en la factura eléctrica	%	13,38	13,29	13,19	13,10	13,01	12,92	12,83	12,74	12,65
Año Recuperación de la inversión realizada	€	4.736	3.496	2.194	825	-614	-2.126	-3.714	-5.384	-7.138

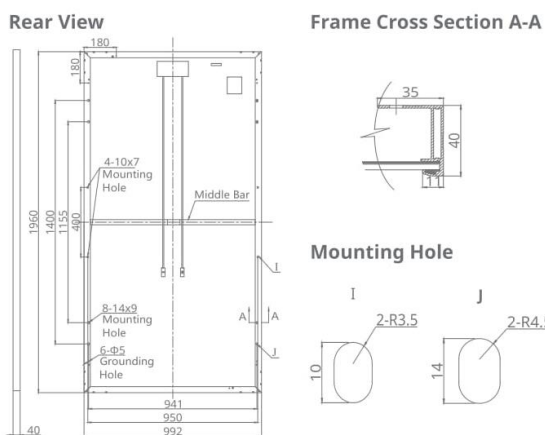
**Tabla 7.3: Ahorro económico con los módulos CSUN.**

Luego nos decantaremos por el modelo de **CanadianSolar**, porque pese a ser un poco más caro inicialmente, alcanzado un cierto número de años (17), la diferencia de precio quedará cubierta y el ahorro económico obtenido será mayor que con el CSUN (7€ más al año), al producir más energía. Además, la marca CanadianSolar tiene más experiencia en el ámbito de células solares y ha fabricado un gran número de módulos, por lo que nos garantiza su continuidad en el futuro.

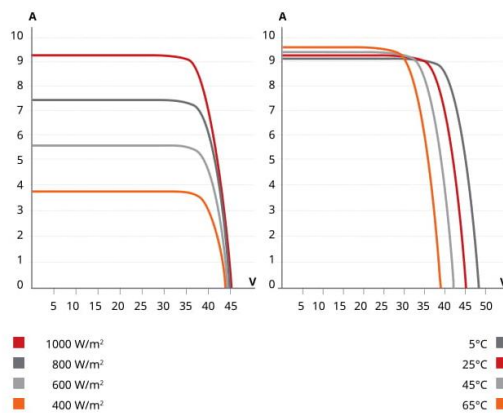
Este fabricante nos ofrece 10 años de garantía al producto y un descenso de como máximo el 85% de la potencia nominal en 25 años.

Sus características técnicas son las siguientes:

**ENGINEERING DRAWING (mm)**



**CS6U-320P / I-V CURVES**



**ELECTRICAL DATA | STC\***

CS6U	315P	320P	325P	330P
Nominal Max. Power (Pmax)	315 W	320 W	325 W	330 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	36.6 V	36.8 V	37.0 V	37.2 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.61 A	8.69 A	8.78 A	8.88 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.1 V	45.3 V	45.5 V	45.6 V
Short Circuit Current (Isc)	9.18 A	9.26 A	9.34 A	9.45 A
Module Efficiency	16.20%	16.46%	16.72%	16.97%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	15 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5 W			

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

**MECHANICAL DATA**

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6×12)
Dimensions	1960×992×40 mm (77.2×39.1×1.57 in)
Weight	22.4 kg (49.4 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm² (IEC) or 4 mm² & 12 AWG 1000V (UL), 1160 mm (45.7 in)
Connector	T4 series or PV2 series
Per Pallet	26 pieces, 635 kg (1400 lbs)
Per container (40' HQ)	624 pieces

**ELECTRICAL DATA | NOCT\***

CS6U	315P	320P	325P	330P
Nominal Max. Power (Pmax)	228 W	232 W	236 W	239 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	33.4 V	33.6 V	33.7 V	33.9 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.84 A	6.91 A	6.98 A	7.05 A
Open Circuit Voltage (Voc)	41.5 V	41.6 V	41.8 V	41.9 V
Short Circuit Current (Isc)	7.44 A	7.50 A	7.57 A	7.66 A

\* Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

**TEMPERATURE CHARACTERISTICS**

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C

**Figura 7.8: Ficha técnica del módulo CanadianSolar (Fuente: CanadianSolar, Junio 2018).**

Las pérdidas que tendría la instalación con estos módulos que hemos escogido, según PVsyst, son las siguientes:

### Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : Dulces Galicia

Variante de simulación : Canadian 330P

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No 3D scene defined		
Orientación Campos FV	inclinación	30°	acimut	-11°
Módulos FV	Modelo	CS6U - 330P 1000V	Pnom	330 Wp
Generador FV	Nº de módulos	30	Pnom total	9.90 kWp
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 3.3TL M	Pnom	3300 W ac
Banco de inversores	Nº de unidades	3.0	Pnom total	9.90 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

Diagrama de pérdida durante todo el año

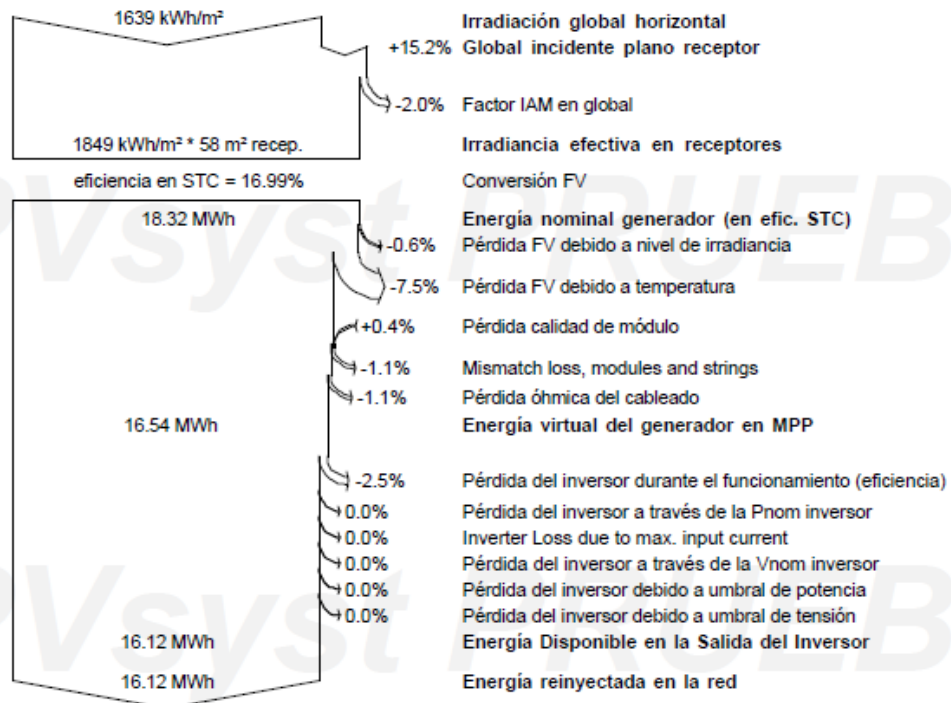


Figura 7.9: Pérdidas originadas en el módulo CanadianSolar.

He de decir que el programa de PVsyst también requería la entrada del inversor para hacer los cálculos energéticos, por ello ya introducimos en él, el inversor que seleccionamos para la instalación que mostraremos a continuación.

### 7.3 SELECCIÓN DEL INVERSOR

En cuanto a la elección del inversor nos decantamos por los de la marca **Ingeteam**, ya que poseen una gran eficiencia, sus precios son económicos en comparación con otras



marcas y son españoles, que eso nos facilitara la hora en caso de tener que ponernos en contacto con el servicio técnico, o reponer equipo averiado.

Nos decantamos por **3 inversores monofásicos de 3,3 kW**, conectando 1 cadena de 10 módulos en serie por inversor y cada uno de estos conectados a cada una de las fases. De esta forma tendremos inversores de cadena, por lo que cada inversor extraerá el máximo de los módulos conectados a él y responderá mejor ante algún posible desequilibrio de las fases de la red.

También se barajó la idea de conectar un inversor trifásico de 10 kW, pero el precio era similar al de los 3 inversores monofásicos y el tipo de conexión sería del tipo inversor central, que es menos eficiente que los inversores de cadena, siendo mucho más vulnerable a las sombras que pudieran producirse en algún momento dado. Además, este inversor trifásico estaría un poco sobredimensionado ya que nuestra instalación es de 9,9 kWp (30 módulos de 330 Wp).

El modelo de inversor elegido es el **Ingecon Sun 3.3TL M**, ya que su potencia nominal de salida es de 3,3 kW por lo que nos podrá proporcionar la máxima potencia que puede generar la cadena de módulos (3,3 kWp) conectada a él. Sus características con las siguientes:

Estos inversores, junto con las cajas de protección, irán instalados en el muro central, de tal forma que quedarán cubiertos del sol, a la sombra, la mayor parte del tiempo, para que no se generen en ellos altas temperaturas, tal como se puede ver en la figura 8.1.

Y por supuesto, son estancos, por lo que el agua no les afectará, en caso de lluvia o nieve, al estar a la intemperie.



INGECON

SUN

1Play  
Serie TL M**INVERSOR  
MONOFÁSICO SIN  
TRANSFORMADOR  
CON DOBLE  
SISTEMA MPPT****2,5TL M / 3TL M / 3,3TL M / 3,68TL M / 4,6TL M /  
5TL M / 6TL M**

Los inversores INGECON® SUN 1Play TL M han sido diseñados para proporcionar los máximos niveles de rendimiento energético y facilitar al usuario el acceso a su instalación fotovoltaica. Esta familia de inversores es válida tanto para instalaciones domésticas de pocos kilovatios como para sistemas comerciales e industriales descentralizados de varios cientos de kilovatios. En instalaciones domésticas, estos inversores presentan la gran ventaja de ser compatibles con diferenciales de 30 mA RCDs, los más usados para proteger a las personas contra descargas eléctricas.

**High efficiency system**

Ingeteam ha desarrollado su propia tecnología para maximizar los niveles de eficiencia del inversor INGECON® SUN 1Play TL M.

Gracias a este *High efficiency system* y al uso de novedosas topologías de conversión electrónica, se pueden alcanzar niveles de eficiencia máxima de hasta el 98%.

Además, un avanzado algoritmo de MPPT doble posibilita la extracción de la máxima cantidad de energía desde el campo FV en todo momento, incluso en situaciones difíciles, como con el paso de nubes o sombreados parciales.

**Fácil de instalar**

Los inversores INGECON® SUN 1Play TL M disponen de conectores rápidos en el lado DC (tipo 4) y en el lado AC para facilitar y agilizar la conexión al sistema. Todos los idiomas y configuraciones específicas del país pueden ser seleccionados desde la pantalla del equipo. Además, los inversores INGECON® SUN 1Play TL M son compatibles con todas las tecnologías de módulos FV del mercado.

**Manejo y mantenimiento sencillos**

Ingeteam está a la vanguardia en desarrollo de firmware. Gracias a ello, los inversores INGECON® SUN 1Play TL M son muy fáciles de utilizar. El menú que se muestra en la pantalla LCD de su display ha sido diseñado para asegurar un manejo sencillo y cómodo.

Estos inversores presentan un datalogger interno, accesible desde un PC, para almacenar datos de varios meses. Cada inversor permite el acceso a la información interna desde un PC remoto o *in situ* desde el teclado de la pantalla LCD.

Además, el display dispone de varios LEDs que indican el estado de funcionamiento del inversor y avisan de cualquier incidencia mediante una indicación luminosa, lo cual simplifica y facilita las tareas de mantenimiento del equipo.



**Figura 7.10: Ficha técnica del inversor (Fuente: Ingeteam, Junio 2018).**

2,5TL M / 3TL M / 3,3TL M / 3,68TL M / 4,6TL M / 5TL M / 6TL M

**Actualización de firmware (FW)**

Los equipos INGECON®SUN 1Play TL M permiten al usuario descargar desde la web [www.ingeteam.com](http://www.ingeteam.com) la última versión de firmware del inversor y actualizarlo utilizando una simple tarjeta de memoria SD.

**Monitorización y comunicación**

Permite monitorizar las variables internas de funcionamiento así como el datalogger interno a través de diversos medios, como comunicación USB, integrada de serie. Además, comunicación RS-485, Ethernet, Wi-Fi, y comunicación 3G están también disponibles.

Incluye sin coste las aplicaciones INGECON® SUN Manager, INGECON® SUN Monitor y su versión para smartphone iSun Monitor -disponible en App Store- para la monitorización y registro de datos del inversor a través de internet.

**Resistencia a condiciones extremas**

La familia de inversores 1Play TL M presenta una envolvente apta para su uso en intemperie (grado de protección IP65). Asimismo, su innovador sistema de refrigeración permite su uso en condiciones atmosféricas extremas con rangos de temperatura desde -25 °C hasta +65 °C.

**Tecnología SiC**

Este inversor solar presenta componentes de carburo de silicio (SiC). La tecnología SiC permite aumentar los niveles de eficiencia y obtener equipos más fiables, ligeros y compactos.

**Vida útil de más de 20 años**

Ingeteam cuida la selección y el dimensionado de los componentes electrónicos utilizados en sus inversores. El diseño de los inversores 1Play, junto a las pruebas de estrés a las que son sometidos, permite garantizar una vida útil de más de 20 años.

**Garantía estándar de 5 años, ampliable hasta 25 años**

ACCESORIOS OPCIONALES

- Comunicación entre inversores mediante RS-485, Ethernet, Wi-Fi o 3G.
- Cuatro entradas digitales adicionales.
- Kit autoconsumo.

PROTECCIONES

- Seccionador DC.
- Polarización inversa.
- Sobretensiones en la entrada y la salida mediante descargadores tipo 3.
- Cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
- Anti-isla con desconexión automática.
- Fallo de aislamiento.

PRESTACIONES

- Compatible con 30 mA RCDs.
- Doble sistema MPPT.
- Potencia desde 2,5 hasta 6 kW.
- Eficiencia máxima 98%.
- Tecnología SiC incluida.
- Actualización de firmware a través de una tarjeta de memoria SD.
- Comunicaciones USB de serie.
- Dos entradas digitales de serie.
- Software INGECON® SUN Manager para la visualización de parámetros y el registro de datos de la planta.
- Visualización de datos de la planta mediante la aplicación INGECON® SUN Monitor.
- Pantalla LCD.
- Fácil mantenimiento.
- Apto para instalaciones de interior y de exterior (IP65).
- Contacto libre de potencial configurable desde el display para indicar fallo de aislamiento o conexión a red.
- Diseño compacto.
- Idioma, Código de país y tensión nominal configurables por display.

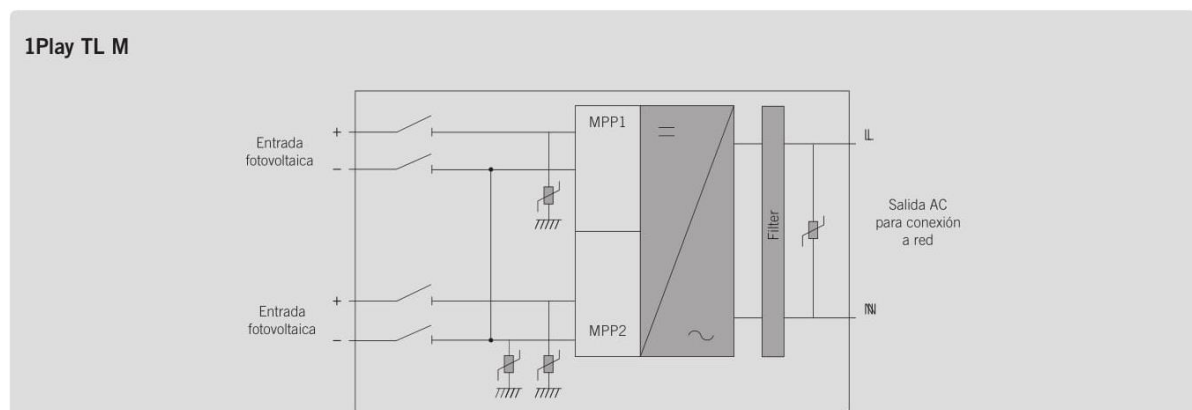


Figura 7.11: Ficha técnica del inversor (Fuente: Ingeteam, Junio 2018).

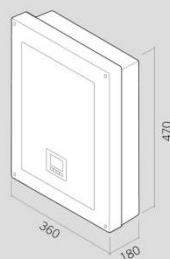
	2,5TL M	3TL M	3,3TL M	3,68TL M	4,6TL M	5TL M	6TL M
<b>Valores de Entrada (DC)</b>							
Rango pot. campo FV recomendado <sup>(1)</sup>	2,8 - 3,3 kWp	3,2 - 4 kWp	3,8 - 4,4 kWp	3,9 - 4,8 kWp	5,2 - 6 kWp	5,7 - 6,5 kWp	6,3 - 7 kWp
Rango de tensión MPP1 <sup>(2)</sup>	125 - 750 V						
Rango de tensión MPP2 <sup>(2)(3)</sup>	90 - 750 V						
Tensión máxima <sup>(4)</sup>	850 V						
Corriente máxima (Entrada 1 / Entrada 2)	11 / 11 A						
Nº entradas (Entrada 1 / Entrada 2) <sup>(5)</sup>	1 / 1						
MPPT	2						
<b>Valores de Salida (AC)</b>							
Potencia nominal	2,5 kW	3 kW	3,3 kW	3,68 kW	4,6 kW	5 kW	6 kW
Máx. temperatura para potencia nominal <sup>(6)</sup>	60 °C	55 °C	52 °C	50 °C	58 °C	55 °C	45 °C
Corriente máxima	16 A	16 A	16 A	16 A	26,2 A	26,2 A	26,2 A
Tensión nominal	230 V						
Rango de tensión	122 - 265 V						
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz						
Factor de Potencia	1						
Factor de Potencia ajustable	Sí. Smáx=2,5 kVA	Sí. Smáx=3 kVA	Sí. Smáx=3,3 kVA	Sí. Smáx=3,68 kVA	Sí. Smáx=4,6 kVA	Sí. Smáx=5 kVA	Sí. Smáx=6 kVA
THD	<3%						
<b>Rendimiento</b>							
Eficiencia máxima	97,6%	97,7%	97,7%	97,8%	97,9%	98%	98%
Euroeficiencia	97,3%	97,4%	97,4%	97,5%	97,5%	97,6%	97,6%
<b>Datos Generales</b>							
Sistema de refrigeración	Convección natural						
Consumo en stand-by <sup>(7)</sup>	<10 W						
Consumo nocturno	0 W						
Temperatura de funcionamiento	-25 °C a +65 °C						
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 100%						
Grado de protección	IP65						
Marcado	CE						
Normativa EMC y de seguridad	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 62109-1, EN 62109-2, IEC62103, EN 50178, FCC Part 15, AS3100						
Normativa de conexión a red	RD1699/2011, DIN V VDE V 0126-1-1, EN 50438, CEI 0-21, VDE-AR-N 4105:2011-08, G59/2, G83/2 <sup>(8)</sup> , P.O.12.3, AS4777.2, AS4777.3, IEC 62116, IEC 61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, South African Grid code, Chilean Grid Code, Romanian Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruvian Grid code, IEEE 929, Thailand MEA & PEA requirements, DEWA (Dubai) Grid Code, Jordan Grid Code						

**Notas:** <sup>(1)</sup> Dependiendo del tipo de instalación y de la ubicación geográfica <sup>(2)</sup> La potencia de salida quedará condicionada por la configuración de tensión y corriente elegida en cada entrada <sup>(3)</sup> Para bajar a 90 V la otra entrada tiene que estar al menos a 125 V <sup>(4)</sup> No superar en ningún caso. Considerar el aumento de tensión de los paneles 'Voc' a bajas temperaturas <sup>(5)</sup> Disponibles conectores dobles para conectar dos cables por cada entrada <sup>(6)</sup> Por cada °C de incremento, la potencia de salida se reducirá un 1,8% <sup>(7)</sup> Consumo desde el campo fotovoltaico <sup>(8)</sup> Sólo para inversores hasta 16 A de salida.

**Rendimiento INGECON® SUN 5TL M** V<sub>dc</sub> = 680 V



**Dimensiones y peso (mm)**



**2,5TL M / 3TL M / 3,3TL M / 3,68TL M**  
20 kg.

**4,6TL M / 5TL M / 6TL M**  
21 kg.

**Figura 7.12: Ficha técnica del inversor (Fuente: Ingeteam, Junio 2018).**

Vemos que este modelo de inversor escogido se adapta perfectamente a nuestras condiciones de operación, pero aun así las comprobaremos, suponiendo condiciones extremas de operación, considerando 25°C como temperatura ambiente, que es la temperatura a la que nos dan los datos estándar del módulo.

La  $I_{SC}$  en función de la temperatura es:  $I_{SC(T)} = I_{SC_{cadenas}} \cdot \left(1 + \frac{(T-T_{amb}) \cdot c_T(I_{SC})}{100}\right)$

**Ecuación 7.3**

La  $I_{SC}$  de cada módulo es 9,45 A. Como habrá un inversor por cada cadena, y en la cadena los módulos están conectados únicamente en serie, esta intensidad no se incrementará. Suponiendo que los módulos puedan llegar a alcanzar los 70°C en épocas de verano y que la intensidad aumenta con la temperatura con un coeficiente para nuestros módulos de:  $c_T(I_{SC}) = 0,053\%/^{\circ}C$ , tendremos:  $I_{SC(70^{\circ}C)} = 9,675$  A. Luego la máxima intensidad de cortocircuito alcanzada por los módulos, no alcanzará a la máxima admisible por el inversor.

La tensión a circuito abierto es:  $V_{OC(T)} = V_{OC_{cadenas}} \cdot \left(1 + \frac{(T-T_{amb}) \cdot c_T(V_{OC})}{100}\right)$

**Ecuación 7.4**

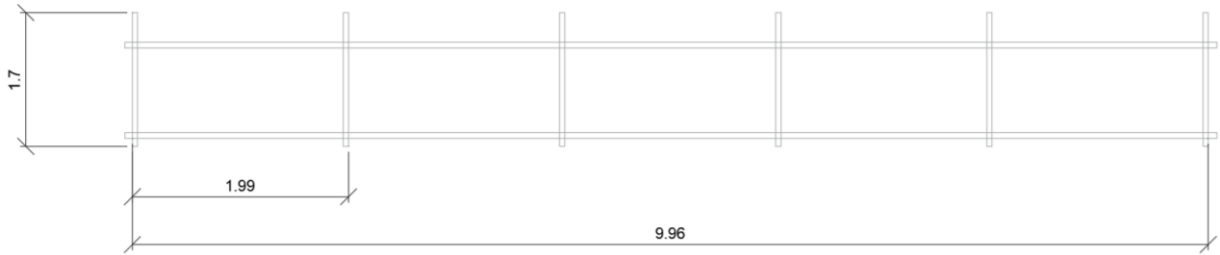
Está, a diferencia de la  $I_{SC}$ , se incrementará con el descenso de la temperatura, por ello supondremos -10°C como condición extrema de trabajo. La  $V_{OC}$  de uno de nuestros módulos es de 45,6 V, como habrá 10 módulos conectados en serie en cada cadena, el valor de la tensión de la cadena será de 456V y el  $c_T(V_{OC}) = -0,31\%/^{\circ}C$ . Siendo  $V_{OC(-10^{\circ}C)} = 505,476$  V. Como el rango de tensión de entrada del inversor es de 125-750V, no habrá problemas con la tensión alcanzada por los módulos, en condiciones extremas de trabajo.

Además, estos equipos incorporan el grado de protección IP65 requerido por el IDAE, e incorporan protecciones de la conexión máxima y mínima frecuencia, y máxima y mínima tensión entre fases exigido por el RD 1699/2011, de 18 de noviembre. El precio al que los obtendremos es de 767 € por inversor.

## 7.4 SOPORTE DE LOS MÓDULOS Y ESTUDIO DE CARGAS TRANSMITIDAS A LA CUBIERTA

### 7.4.1 ELECCIÓN DE LA ESTRUCTURA SOPORTE DE LOS MÓDULOS

La estructura que hemos escogido es muy similar a la que usamos en las imágenes tomadas de Revit, será de aluminio anodizado, resistente a la corrosión y muy ligero, y estará compuesto por 6 triángulos premontados y 2 barras de 10 m, dispuestas horizontalmente a lo largo de los 6 triángulos, sobre las que se apoyará una cadena de módulos (10 módulos en serie). Habrá otras 2 estructuras iguales (6 triángulos y 2 barras), para las otras 2 cadenas de módulos.



**Figura 7.13:** Forma de la estructura que sujetará una cadena de módulos, vista en planta.



**Figura 7.14:** Estructura para un grupo de 2 módulos (Fuente: aplisun Develop, Junio 2018).

El coste total de la estructura es de unos 1579,76 €.

#### 7.4.2 CARGAS A LAS QUE ESTARÁ SOMETIDA LA CUBIERTA

La cubierta sobre la que se dispongan los módulos va a estar sometida a la combinación de las acciones que originan el peso propio de los módulos (el de la estructura soporte, al ser muy pequeño, lo despreciamos), el viento (compresión y succión) y la nieve.

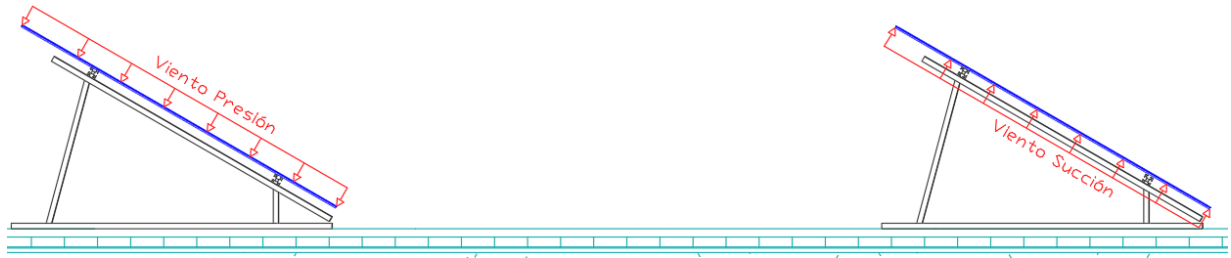
El peso de cada módulo es de 22,4 kg (figura 7.7) siendo el de una cadena de módulos de 224 kg (10 módulos en serie) y la superficie ocupada por la cadena de módulos es de 19,44 m<sup>2</sup>. Por lo que la acción originada por el peso propio de la cadena de módulos por unidad de superficie es de:

$$p_e = \frac{P}{S} = \frac{224}{19,44} = 11,521 \frac{kg}{m^2} = \mathbf{112,9 N^{(1)}/m^2}$$

**Ecuación 7.5**

El viento nos va a originar dos acciones diferentes, compresión y succión.

(1): 1 kgf= 9,8 N



**Figura 7.15: Acciones que origina el viento sobre los módulos fotovoltaicos.**

Para el cálculo de los esfuerzos nos basaremos en el código técnico de la edificación (CTE), más concretamente en el documento básico de seguridad estructural de acciones en la edificación (DB-SE-AE). Según este documento la fuerza perpendicular a la superficie de cada punto expuesto que genera el viento, presión estática, se determina como:

$$q_e = q_b \cdot c_e \cdot c_p$$

**Ecuación 7.6**

El valor de  $q_b$ , presión dinámica, le calcularemos:

$$q_b = 0,5 \cdot \delta \cdot v_b^2$$

**Ecuación 7.7**

- $\delta$  es la densidad del aire y su valor es de  $1,25 \text{ kg/m}^3$ .
- $v_b$  es el valor del viento básico, el valor de este en la zona en la que se encuentra nuestra instalación es de  $26 \text{ m/s}$ , como podemos ver en la siguiente figura:



**Figura 7.16: Valor del viento básico, en función de la posición geográfica (Fuente: DBSE-AE, Julio 2018).**

Luego el valor de la presión dinámica es:  $q_b = 422,5 \text{ N/m}^2$ .

El coeficiente de exposición,  $c_e$ , variable con la altura del punto, le calcularemos:

$$c_e = F \cdot (F + 7 \cdot k)$$

**Ecuación 7.8**

$$F = k \cdot \ln\left(\frac{\max(z, Z)}{L}\right)$$

**Ecuación 7.9**

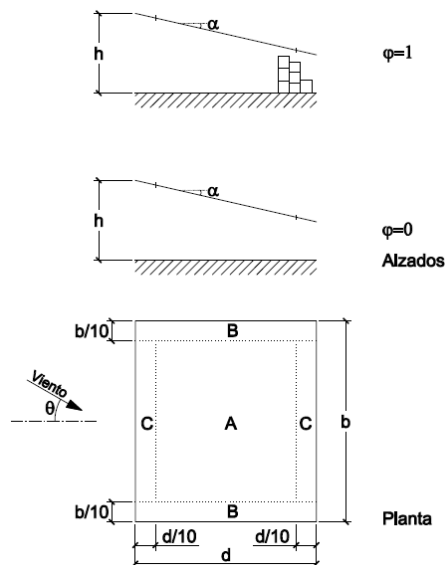
El valor de  $z$  es la altura a la que están nuestros paneles fotovoltaicos (7,13 m) y  $k, L, Z$ , los sacamos de la siguiente tabla, considerando que estamos en Zona IV:

Grado de aspereza del entorno	Parámetro		
	k	L (m)	Z (m)
I Borde del mar o de un lago, con una superficie de agua en la dirección del viento de al menos 5 km de longitud	0,156	0,003	1,0
II Terreno rural llano sin obstáculos ni arbolado de importancia	0,17	0,01	1,0
III Zona rural accidentada o llana con algunos obstáculos aislados, como árboles o construcciones pequeñas	0,19	0,05	2,0
IV Zona urbana en general, industrial o forestal	0,22	0,3	5,0
V Centro de negocios de grandes ciudades, con profusión de edificios en altura	0,24	1,0	10,0

**Tabla 7.4: Coeficientes para tipo de entorno (Fuente: DBSE-AE, Julio 2018).**

Luego el coeficiente de exposición valdrá:  $c_e = 1,56$ .

El coeficiente eólico o de presión, le extraeremos de la siguiente tabla, considerando nuestra cadena de módulos como una **marquesina, inclinada 30°**.



Pendiente de la cubierta $\alpha$	Efecto del viento hacia	Factor de obstrucción $\phi$	Coeficientes de presión exterior		
			$c_{p,10}$		
			Zona (según figura)		
			A	B	C
30°	Abajo	$0 \leq \phi \leq 1$	2,2	3,2	2,4
	Arriba	0	-3,0	-3,8	-3,6
	Arriba	1	-1,5	-2,2	-2,7

**Tabla 7.5: Valores del coeficiente de presión, para marquesinas a un agua (Fuente: DBSE-AE, Julio 2018).**

Los módulos quedarán perfectamente ajustados a la estructura por los laterales y no sobresaldrán, por lo que la zona c no la consideramos, pero si que habrá un pequeño tramo libre por arriba y por abajo. Luego tendremos que estudiar las cargas originadas en la zona A y la zona B.

En la **zona A** vemos que el viento de compresión origina un  $c_p = 2,2$ . Para el viento de succión (hacia arriba) consideramos  $\varphi = 1$ , ya que la distancia de separación de los módulos respecto al suelo es mínima (5 cm):  $c_p = -1,5$ .

Siendo la presión estática (Ecuación 7.6) de compresión y succión:

$$q_{e_p} = 422,5 \cdot 1,56 \cdot 2,2 = 1450 \text{ N/m}^2$$

$$q_{e_s} = 422,5 \cdot 1,56 \cdot (-1,5) = -988,65 \text{ N/m}^2$$

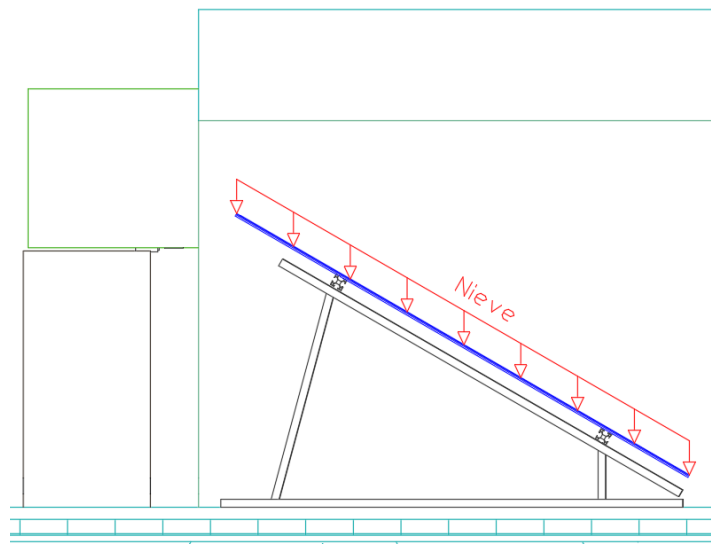
En la **zona B** tenemos que para el viento de compresión:  $c_p = 3,2$ . Para el viento de succión considerando lo mismo que en la zona A:  $c_p = -2,2$ .

Y el valor de la presión estática del viento quedará:

$$q_{e_p} = 422,5 \cdot 1,56 \cdot 3,2 = 2109,12 \text{ N/m}^2$$

$$q_{e_s} = 422,5 \cdot 1,56 \cdot (-2,2) = -1450 \text{ N/m}^2$$

En cuanto a la nieve, originara únicamente acciones de compresión.



**Figura 7.17:** Carga que origina la nieve sobre los módulos fotovoltaicos.

El valor de la carga de nieve por unidad de superficie será:

$$q_n = \mu \cdot S_k$$

**Ecuación 7.10**



- El coeficiente de forma será:  $\mu = 1$ , al no estar los módulos inclinados más de  $30^\circ$ , ser deslizantes y acabar en cubierta plana.
- El valor característico de la carga de nieve sobre un terreno horizontal valdrá  $s_k = 0,4 \text{ kN/m}^2$ , ya que estamos en zona 3 climática (figura 7.17) y una altitud del terreno de 700 m (tabla 7.6).

Luego  $q_n = 400 \text{ N/m}^2$ .



Figura 7.18: Zonas climáticas de invierno (Fuente: DBSE-AE, Julio 2018).

Altitud (m)	Zona de clima invernal						
	1	2	3	4	5	6	7
0	0,3	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
200	0,5	0,5	0,2	0,2	0,3	0,2	0,2
400	0,6	0,6	0,2	0,3	0,4	0,2	0,2
500	0,7	0,7	0,3	0,4	0,4	0,3	0,2
600	0,9	0,9	0,3	0,5	0,5	0,4	0,2
700	1,0	1,0	0,4	0,6	0,6	0,5	0,2
800	1,2	1,1	0,5	0,8	0,7	0,7	0,2
900	1,4	1,3	0,6	1,0	0,8	0,9	0,2
1.000	1,7	1,5	0,7	1,2	0,9	1,2	0,2
1.200	2,3	2,0	1,1	1,9	1,3	2,0	0,2
1.400	3,2	2,6	1,7	3,0	1,8	3,3	0,2
1.600	4,3	3,5	2,6	4,6	2,5	5,5	0,2
1.800	-	4,6	4,0	-	-	9,3	0,2
2.200	-	8,0	-	-	-	-	-

Tabla 7.6: Sobrecarga de nieve en un terreno horizontal (KN/m2) (Fuente: DBSE-AE, Julio 2018).

Conociendo el valor de todas las cargas que van a actuar, calcularemos las cargas totales máximas de presión ( $q_{tp}$ ) y de succión ( $q_{ts}$ ), para la zona A y la zona B respectivamente, resultantes de una combinación de las cargas entre sí, aplicando unos coeficientes de simultaneidad, en la proporción que nos indique el Eurocódigo:

$$q_t = \alpha \cdot p_e + \beta \cdot q_{ep} + \gamma \cdot q_{es} + \delta \cdot q_n$$

**Ecuación 7.11**

Combinaciones (Zona A)	$\alpha$	$\beta$	$\gamma$	$\delta$	$q_t$ (N/m <sup>2</sup> )
1	1,35	0	0	0	152,415
2	1,35	1,5	0	0	2327,415
3	0,8	0	1,5	0	-1392,655
4	1,35	0	0	1,5	752,415
5	1,35	0,9	0	1,5	2057,415
6	1,35	0	0,9	1,5	-137,37
7	0,8	0	0,9	1,5	-199,465
8	1,35	1,5	0	0,75	2627,415
9	1,35	0	1,5	0,75	-1030,56
10	0,8	0	1,5	0,75	-1092,655

**Tabla 7.7: Cargas totales resultante de las posibles combinaciones de peso propio, viento y nieve en zona A.**

Combinaciones (Zona B)	$\alpha$	$\beta$	$\gamma$	$\delta$	$q_t$ (N/m <sup>2</sup> )
1	1,35	0	0	0	152,415
2	1,35	1,5	0	0	3316,095
3	0,8	0	1,5	0	-2084,68
4	1,35	0	0	1,5	752,415
5	1,35	0,9	0	1,5	2650,623
6	1,35	0	0,9	1,5	-552,585
7	0,8	0	0,9	1,5	-614,68
8	1,35	1,5	0	0,75	3616,095
9	1,35	0	1,5	0,75	-1722,585
10	0,8	0	1,5	0,75	-1784,68

**Tabla 7.8: Cargas totales resultante de las posibles combinaciones de peso propio, viento y nieve en zona B.**

Como vemos la máxima carga por compresión en la zona A es:  $q_{tp} = 2627,415 \text{ N/m}^2$ , mientras que en la zona B:  $q_{tp} = 3616,095 \text{ N/m}^2$ ; siendo la de succión en la zona A:  $q_{ts} = -1392,655 \text{ N/m}^2$ , y la de la zona B:  $q_{ts} = -2084,68 \text{ N/m}^2$ .

La carga por unidad de superficie de compresión, resultante de la combinación de la zona A y B, proporcional al área que ocupa la estructura soporte, 16,93 m<sup>2</sup>, y la de influencia de cada zona en esta área (zona A: 13,54 m<sup>2</sup> y zona B: 3.39 m<sup>2</sup>), será de **288,3 kg/m<sup>2</sup>**.

Estas cargas de compresión las soportará sin problema la cubierta, ya que es una cubierta más próxima al tipo cubierta pesada (DECK), y estas están diseñadas para soportar cargas de mínimo 400 kg/m<sup>2</sup>. Además, las cargas obtenidas están un poco sobredimensionadas, puesto que estamos considerando condiciones extremas, y el CTE es más restrictivo que el Eurocódigo, por lo que estamos del lado de la seguridad.

En cuanto a las cargas de succión, la combinación de las cargas de la zona A y zona B, dará como resultado una carga puntual de succión en cada uno de los apoyos de los perfiles triangulares, de la estructura soporte, de **264,53 kg**, excepto los perfiles



triangulares situados en los extremos izquierdo y derecho, en los que se originará una carga de **132,27 kg**, por apoyo.

Por lo que la estructura soporte deberá estar convenientemente fijada a la cubierta para soportar dichos esfuerzos de succión y no salir despedida.



# **CAPÍTULO 8: DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA. DETERMINACIÓN DEL CABLEADO Y LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS**





## 8.1 DISEÑO DEL CABLEADO

En este caso distinguiremos dos partes, la parte de corriente continua y la de corriente alterna.

Para ver el recorrido y longitudes de los cables insertaremos un plano de la cubierta, con los inversores, la caja de protección y las rejillas metálicas que guiarán a los cables, con las dimensiones.

Nos apoyaremos de las normativas a aplicar en este caso como lo son las normas UNE y el REBT.

Según la ITC-BT-19 del REBT los cables y conductores empleados serán siempre de Cu y Al y estarán aislados, excepto otra indicación.

Y según la ITC-BT-40 la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5%.

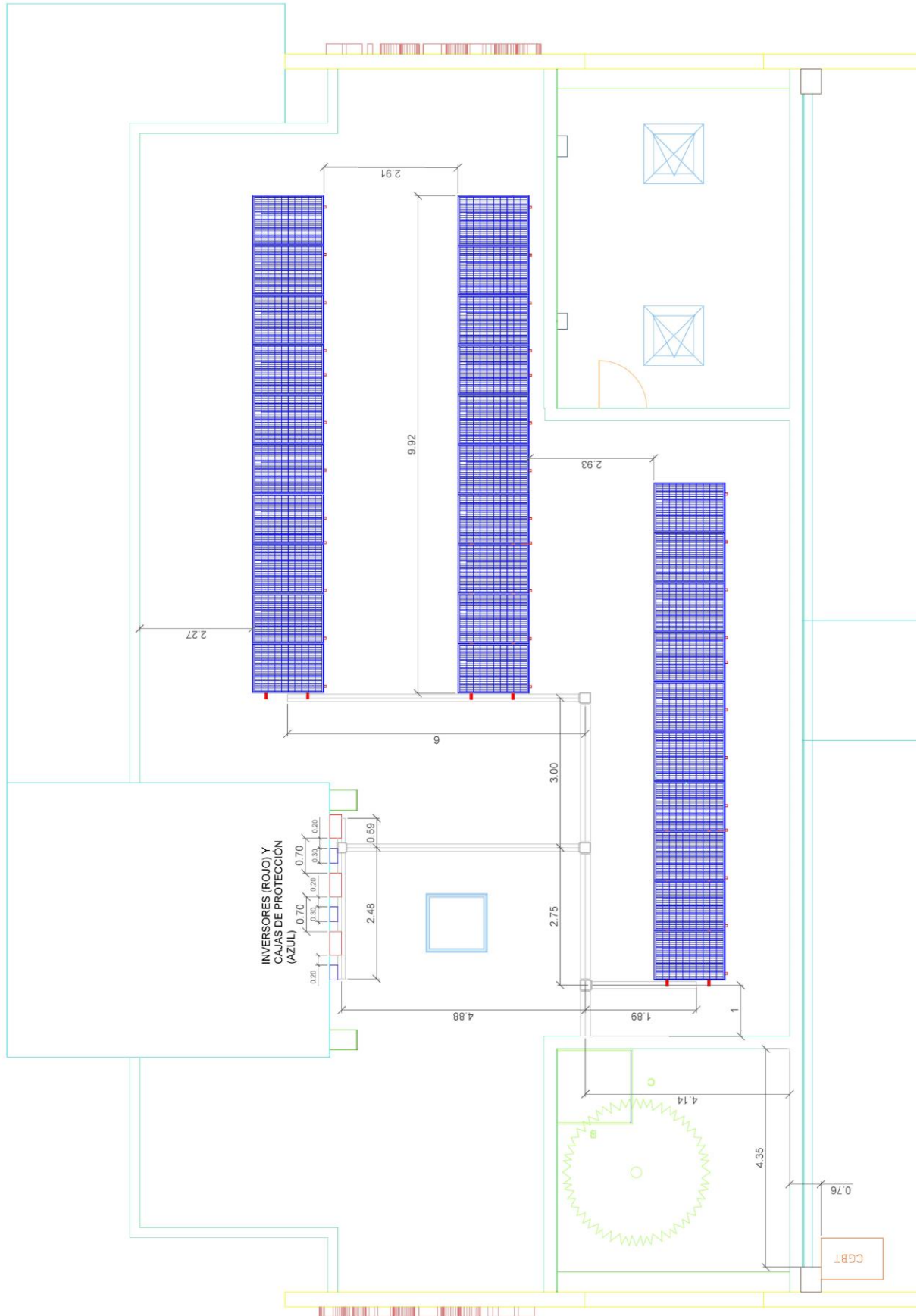


Figura 8.1: Vista en planta de la cubierta, con la instalación fotovoltaica al completo.

### 8.1.1 DIMENSIONAMIENTO DEL CABLEADO DE CC

Los cables de esta parte deben poseer **aislamiento de clase II** (aislamiento reforzado) y adecuado para su uso a la intemperie, tal como nos indica el IDAE.

Por ello el cable que escogeremos, para esta parte, será el **PSUN 2.0 CPRO (ZZ-F)** de Prysmian. Se tratará de un cable unipolar, una sola fase, positiva o negativa, que cumple con los requisitos de aislamiento y protección.

CABLES PARA INSTALACIONES INTERIORES O RECEPTORAS
BAJA TENSIÓN

## P-SUN 2.0 CPRO ZZ-F

Tensión asignada: 1/1 kV (1,8/1,8 kVcc)  
 Norma de referencia: DKE-VDE AK 411.2.3  
 Designación genérica: ZZ-F

#### CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS

**NO PROPAGACIÓN DE LALLAMA**  
EN 60332-1-2  
IEC 60332-1-2  
NF C 32070-C2

**LIBRE DE HALÓGENOS**  
EN 60754-1  
IEC 60754-1  
BS 6425-1

**BAJA OPACIDAD DE HUMOS**  
EN 61034-2  
IEC 61034-2

**DESCÁRGATE**  
la DoP (Declaración de Prestaciones) en este código QR.  
[www.prysmianclub.es/cprlog/DoP](http://www.prysmianclub.es/cprlog/DoP)

**Nº DoP 1006545**

ENSAYOS ADICIONALES CABLE FV P-SUN 2.0 CPRO	
Garantía 30 años	SI
Verificación Bureau Veritas	SI
Servicios móviles	SI
Temperatura máxima 120 °C en el conductor	20000 h
Resistencia al ozono	EN 50396, test B
Resistencia a los rayos UVA	UL 1581 (Xenotest); ISO 4892-2 (Método A) HD 605/A1-2.4.20
Resistencia a la absorción del agua	EN 60811-1-3
Protección contra el agua	AD7 (inmersión)
Resistencia al frío	doblado a baja temperatura EN 60811-1-4
Presión a temperatura elevada	EN 60811-3-1
Dureza	DIN 53505 Shore A ≤ 85
Resistencia a los aceites minerales	EN 60811-2-1, 24 h, 100 °C
Resistencia a los ácidos y bases	EN 60811-2-1, 7 días, 23 °C ácido n-oxalídico, hidróxido sódico
Doble aislamiento (clase II)	SI

- Temperatura de servicio: -40 °C, +120 °C (20000 h); -40 °C, +90 °C (30 años). (Cable termoestable).
  - Tensión continua de diseño: 1,5/1,5 kV.
  - Tensión continua máxima: 1,8/1,8 kV.
  - Tensión alterna de diseño: 1/1 kV.
  - Tensión alterna máxima: 1,2/1,2 kV.
  - Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 6,5 kV.
  - Ensayo de tensión continua durante 5 min: 15 kV.
- Radio mínimo de curvatura estático (posición final instalado): 4D (D = diámetro exterior del cable máximo).

#### Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): Eca.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo: EN 60332-1-2.

#### Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:

- No propagación de la llama: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NF C 32070-C2.
- Libre de halógenos: EN 60754-1; IEC 60754-1; BS 6425-1.
- Baja opacidad de humos: EN 61034-2; IEC 61034-2.
- Nula emisión de gases corrosivos: EN 60754-2; IEC 60754-2; pH ≥ 4,3; C ≤ 10 uS/mm.

#### CONSTRUCCIÓN

**CONDUCTOR**  
**Metal:** cobre electrolítico.  
**Flexibilidad:** flexible, clase 5, según UNE EN 60228.  
**Temperatura máxima en el conductor:** 120 °C (20000 h); 90 °C (30 años)  
 250 °C en cortocircuito.

**AISLAMIENTO**  
**Material:** Goma tipo E16 según UNE-EN 50363-1.  
 **CUBIERTA**  
**Material:** mezcla libre de halógenos tipo EM5 según UNE-EN 50363-2-2 ó EM8 según UNE-EN 50363-6.  
**Colores:** negro, rojo o azul.  
 Doble aislamiento (clase II).

Figura 8.2: Especificaciones del cable empleado en CC (Fuente: Prysmian Group, Junio 2018).



La conexión entre los módulos de la cadena se realizará a través de los cables que incorporan los propios módulos y cuyas características están descritas en la ficha técnica del módulo (Figura 7.9), por lo que para la parte positiva no se necesitará cableado entre los módulos, pero para la negativa si, puesto que la conexión negativa final de la cadena se sitúa al lado opuesto al inicio de la rejilla.

Para la selección de la sección que debe tener este cableado nos basaremos en dos criterios, y escogeremos el valor más crítico de la sección de los dos criterios.

Criterio de la intensidad admisible: Sabemos que la máxima intensidad que va a circular por los cables será de 9,45 A ( $I_{SC}$  de la cadena de módulos). Según la ITC-BT-40 está intensidad, la del generador, **se deberá elevar un 25%**. Además, deberemos aplicar los factores de corrección por agrupamiento de cables, ya que habrá tramos en los que se junten varios cables, y por temperatura, puesto que al estar expuestos al sol se elevará su temperatura respecto al ambiente.

Según la tabla A.52.3 esta parte de nuestra instalación será del **tipo F** (cables unipolares instalados al aire, sobre bandeja rejilla), referencia 32.

31		<p>Cables unipolares (F) o multipolares (E) sobre bandejas perforadas: En recorrido horizontal. En recorrido vertical.</p>	E o F
32		<p>Cables unipolares (F) o multipolares (E) sobre soportes o bandeja rejilla: En recorrido horizontal. En recorrido vertical.</p>	E o F
33		<p>Cables unipolares (F) o multipolares (E) separados de la pared más 0,3 veces el diámetro del cable.</p>	E o F
34		<p>Cables unipolares (F) o multipolares (E) sobre escaleras de cables.</p>	E o F
35		<p>Cables unipolares (F) o multipolar (E) suspendido.</p>	E o F

**Tabla A.52.3.EF: Métodos de instalación al aire, según UNE HD 60364-5-52 (Fuente: Prysmian Group, Junio 2018).**

El factor de reducción de agrupamiento lo extraeremos de la **tabla B.52.20**.

Para ello consideraremos que habrá algún tramo en el que se junten hasta 6 cables, se unan 3 bandejas y como los cables de CC se encontrarán con los de la parte de CA que son multiconductores (varias fases en un solo cable) usaremos la instalación tipo E al ser más restrictiva que la F.

Tomando estas consideraciones el factor tendrá un valor de **0,71**.

MÉTODO DE INSTALACIÓN DE LA TABLA A.52.3		NÚMERO DE BANDEJAS	NÚMERO DE CABLES					
			1	2	3	4	6	9
Escalera de cables, abrazaderas, etc.  (Instalaciones referencias 32, 33 y 34)	En contacto 	1	1,00	0,87	0,82	0,80	0,76	0,73
		2	1,00	0,86	0,80	0,78	0,73	0,68
		3	1,00	0,85	0,79	0,76	0,71	0,66
	Separados 	1	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	-
		2	1,00	0,99	0,98	0,97	0,96	-
		3	1,00	0,98	0,97	0,96	0,93	-

Tabla B.52.20: Factores de corrección por agrupamiento para aplicar a cables multiconductores instalados al aire (método E), según UNE HD 60364-5-52 (Fuente: Prysmian Group, Junio 2018).

Para el factor de temperatura, en cables expuestos al sol, según la norma UNE 20435, se recomienda aplicar un factor de **0,9**, para cables termoestables (XLPE).

Luego el valor de la intensidad incrementada será:

$$I = \frac{1,25 \cdot 9,45}{0,9 \cdot 0,71} = 18,5 \text{ A}$$

Si nos vamos a la **tabla C.52.1 bis**, sabiendo que nuestro cable es de cobre, termoestable y en corriente continua (XLPE2, tipo F -> columna 13), veremos que debemos usar una **sección mínima de 1,5 mm<sup>2</sup>**.

MÉTODO DE INSTALACIÓN TIPO SEGÚN TABLA A.52.3	TIPO DE AISLAMIENTO TÉRMICO (XLPE o PVC) + NÚMERO DE CONDUCTORES GARGADOS (2 o 3)																		
	(TEMPERATURA MÁXIMA DE LOS CONDUCTORES EN RÉGIMEN PERMANENTE → 70°C TIPO PVC Y 90°C TIPO XLPE)																		
A1			PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)					XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)									
A2		PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)			XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)												
B1					PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)						XLPE3 (90 °C)		XLPE2 (90 °C)					
B2					PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)				XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)								
C							PVC3 (70 °C)				PVC2 (70 °C)		XLPE3 (90 °C)			PVC2 (90 °C)			
D1/D2*		VER SIGUIENTE TABLA																	
E									PVC3 (70 °C)				PVC2 (70 °C)			XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)		
F										PVC3 (70 °C)			PVC2 (70 °C)		PVC2 (70 °C)	XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)		
Cobre	mm <sup>2</sup>	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13
	1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20	20	20	21	23	25
	2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	28	30	32	34
	4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	46
	6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	59
	10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	82
	16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	110
	25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146
	35	72	77	86	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182
	50	86	94	103	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220
	70	109	118	130	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282
	95	131	143	156	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343
	120	150	164	179	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397
150	171	188	196	224	236	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458	
185	194	213	222	256	268	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523	
240	227	249	258	299	315	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617	
300	259	285	295	343	360	398	396	432	414	461	468	516	524	547	549	630	674	713	

Tabla C.52.1 bis: Intensidades admisibles en amperios al aire (40°C), según UNE-HD 60364-5-52 (Fuente: Prysmian Group, Junio 2018).

Criterio de la caída de tensión: Sabiendo que la caída total de tensión no puede ser mayor a 1,5 %, para la parte de CC no superaremos el **0,5 %**, tal como nos recomienda el IDAE.

Para el cálculo de la sección del cable en CC supondremos la misma condición que para

CA monofásica:  $S = \frac{L \cdot I}{e \cdot \gamma}$

**Ecuación 8.1**

- L = longitud del cable, que se contara dos veces (ida+vuelta o positivo+negativo), en m.
- I = intensidad máxima que circulara por el cable, en A.
- e = caída de tensión, en V.
- $\gamma$  = conductividad del material, normalmente cobre o aluminio, en  $m/(\Omega \cdot mm^2)$ .

Aplicando la siguiente tabla, se obtuvo una sección mínima de  $5,45 \text{ mm}^2$ , luego como los valores normalizados más próximos son 4 y  $6 \text{ mm}^2$ , cogeremos el valor superior al no normalizado ( $5,45 \text{ mm}^2$ ), y tendremos una **sección mínima de  $6 \text{ mm}^2$** .

Temperatura (°C)	Conductividad (m/ (Ω x mm <sup>2</sup> ))	Intensidad (A)	Longitud (ida + vuelta) (m)	Tensión (V)	Caída Tensión (%)	Sección (mm <sup>2</sup> )
20	58,00	11,82	39,00	372,00	0,50	4,27
22	57,55	11,82	39,00	372,00	0,50	4,31
24	57,10	11,82	39,00	372,00	0,50	4,34
26	56,66	11,82	39,00	372,00	0,50	4,37
28	56,23	11,82	39,00	372,00	0,50	4,41
30	55,81	11,82	39,00	372,00	0,50	4,44
32	55,39	11,82	39,00	372,00	0,50	4,47
34	54,98	11,82	39,00	372,00	0,50	4,51
36	54,57	11,82	39,00	372,00	0,50	4,54
38	54,17	11,82	39,00	372,00	0,50	4,58
40	53,77	11,82	39,00	372,00	0,50	4,61
42	53,38	11,82	39,00	372,00	0,50	4,64
44	53,00	11,82	39,00	372,00	0,50	4,68
46	52,62	11,82	39,00	372,00	0,50	4,71
48	52,25	11,82	39,00	372,00	0,50	4,74
50	51,88	11,82	39,00	372,00	0,50	4,78
52	51,52	11,82	39,00	372,00	0,50	4,81
54	51,16	11,82	39,00	372,00	0,50	4,84
56	50,81	11,82	39,00	372,00	0,50	4,88
58	50,46	11,82	39,00	372,00	0,50	4,91
60	50,12	11,82	39,00	372,00	0,50	4,94
62	49,78	11,82	39,00	372,00	0,50	4,98
64	49,45	11,82	39,00	372,00	0,50	5,01
66	49,12	11,82	39,00	372,00	0,50	5,05
68	48,80	11,82	39,00	372,00	0,50	5,08
70	48,47	11,82	39,00	372,00	0,50	5,11
72	48,16	11,82	39,00	372,00	0,50	5,15
74	47,85	11,82	39,00	372,00	0,50	5,18
76	47,54	11,82	39,00	372,00	0,50	5,21
78	47,23	11,82	39,00	372,00	0,50	5,25
80	46,93	11,82	39,00	372,00	0,50	5,28
82	46,64	11,82	39,00	372,00	0,50	5,31
84	46,34	11,82	39,00	372,00	0,50	5,35
86	46,05	11,82	39,00	372,00	0,50	5,38
88	45,77	11,82	39,00	372,00	0,50	5,42
90	45,49	11,82	39,00	372,00	0,50	5,45

**Tabla 8.1: valores de la sección en función de la temperatura y conductividad del Cu, para la caída de tensión, intensidad y longitud en CC.**

Como vemos hemos cogido el valor más crítico, que es a 90°C, puesto que la conductividad del cobre y cualquier otro material disminuye con la temperatura (Efecto Joule), y es poco probable que se alcancen temperaturas de servicio superiores a los 90°C.

En cuanto a la longitud se ha tomado el valor del tramo más largo, ya que es el más crítico, que parte de la cadena de módulos situada más cerca del exterior, hasta la caja de protecciones más cercana a esta cadena, y de ahí al inversor más próximo. Según las medidas será.  $L = 2 \cdot (6+3+4,88+0,59) + 9,96^{(1)} = 39 \text{ m}$ .

La tensión es la resultante de multiplicar el número de módulos en serie de la cadena (10) por la  $V_{MPP}$  de cada módulo (37,2 V).

La intensidad se ha calculado un valor un 25% superior al que circula por el cableado (9,45 A), tal como indica la normativa.

Luego teniendo en cuenta el criterio más crítico (caída de tensión) los cables de la parte de CC serán del tipo **ZZ-F** de **1x6 mm<sup>2</sup>** (una fase), y serán un total de **6 cables**, 2 por cadena de módulos (positivo y negativo).

El precio de este cable, para una sección de 6 mm<sup>2</sup> será de 1,63 €/m.

### 8.1.2 DIMENSIONAMIENTO DEL CABLEADO DE CA

En este caso el IDAE exige un grado de aislamiento eléctrico de al menos **clase I**, tanto para materiales (conductores, cajas y armarios de conexión, etc.) como para equipos (módulos, inversores,...). Los conductores serán fácilmente identificables mediante un código de colores ya representado en el apartado de "*Distribución de la corriente eléctrica en BT*".

En este caso la caída de tensión total será un **1%**, puesto que supusimos un 0,5% en la parte de CC y es el restante del 1,5% total.

Además, esta parte se va a dividir en varios tramos, por lo que esta caída de tensión se dividirá en función de lo supuesto en cada tramo. Para todos los tramos se empleará el mismo tipo de cable, pero en función de cada tramo variaran sus dimensiones. Este será el **AFUMEX CLASS 1000V (AS)** o **RZ1-K (AS)**, que cumplirá con los requisitos de aislamiento y protección, requeridos por la normativa.

(1): Este valor no se cuenta 2 veces, ya que solo engloba al cableado negativo, al quedar la conexión negativa de la cadena de módulos en el extremo opuesto al inicio de la rejilla, a diferencia del positivo.

CABLES PARA INSTALACIONES INTERIORES O RECEPTORAS

BAJA TENSIÓN

# AFUMEX CLASS 1000 V (AS) RZ1-K (AS)

Tensión asignada: 0,6/1 kV  
Norma diseño: UNE 21123-4  
Designación genérica: RZ1-K (AS)



CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS

 <b>NO PROPAGACIÓN DE LA LLAMA</b> EN 60332-1-2 IEC 60332-1-2	 <b>NO PROPAGACIÓN DEL INCENDIO</b> EN 50399 IEC 60332-3-24 IEC 60332-3-24	 <b>LIBRE DE HALÓGENOS</b> EN 60754-2 EN 60754-1 IEC 60754-2 IEC 60754-1
 <b>REDUCIDA EMISIÓN DE GASES TÓXICOS</b> EN 60754-2 NFC 20454 DEF-STAN 02-713	 <b>BAJA EMISIÓN DE HUMOS</b> EN 50399	 <b>BAJA OPACIDAD DE HUMOS</b> EN 61034-2 IEC 61034-2
 <b>NULLA EMISIÓN DE GASES CORROSIVOS</b> EN 60754-2 IEC 60754-2 NFC 20455	 <b>BAJA EMISIÓN DE CALOR</b> EN 50399	 <b>REDUCIDO DESPRENDIMIENTO DE GOTAS / PARTÍCULAS INFLAMADAS</b> EN 50399



DESCÁRGATE la DoP (Declaración de Prestaciones) en este código QR.  
[www.prysmianclub.es/cpr/ilog/DoP](http://www.prysmianclub.es/cpr/ilog/DoP)  
**Nº DoP 1003875**

 <b>RESISTENCIA A LA ABSORCIÓN DEL AGUA</b>	 <b>RESISTENCIA AL FRÍO</b>	 <b>CABLE FLEXIBLE</b>	 <b>RESISTENCIA A LOS RAYOS ULTRAVIOLETA</b>	 <b>ALTA SEGURIDAD</b>
--	--------------------------------	---------------------------	---	---------------------------

**MÁXIMA PELABILIDAD**  
Gracias a la capa especial antiadherente se puede retirar la cubierta fácil y rápidamente. Un importante ahorro de tiempo de instalación.

**LIMPIO Y ECOLÓGICO**  
La ausencia de talco y aceites de sílicona permite un ambiente de trabajo más limpio y con menos partículas contaminantes.

- Temperatura de servicio: -40 °C, +90 °C. (Cable termostable).
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 3500 V.
- Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:**
- Clase de reacción al fuego (CPR): Cca-s1b,d1,a1.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/T5 50576.
- Métodos de ensayo: EN 60332-1-2; EN 50399; EN 60754-2; EN 61034-2.

- Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:**
- No propagación de la llama: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2
  - No propagación del incendio: EN 50399; EN 60332-3-24; IEC 60332-3-24.
  - Libre de halógenos: EN 60754-2; EN 60754-1; IEC 60754-2; IEC 60754-1.
  - Reducida emisión de gases tóxicos: EN 60754-2; NFC 20454; DEF STAN 02-713.
  - Baja emisión de humos: EN 50399.
  - Baja opacidad de humos: EN 61034-2; IEC 61034-2.
  - Nula emisión de gases corrosivos: EN 60754-2; IEC 60754-2; NFC 20455.
  - Baja emisión de calor: EN 50399.
  - Reducido desprendimiento de gotas/partículas inflamadas: EN 50399.

CONSTRUCCIÓN

**CONDUCTOR**  
**Metal:** cobre electrolítico recocido.  
**Flexibilidad:** flexible, clase 5, según UNE EN 60228.  
**Temperatura máxima en el conductor:** 90 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.  
 **AISLAMIENTO**  
**Materia:** mezcla de polietileno reticulado (XLPE), tipo DIX3 según UNE HD 603-1.  
**Colores:** marrón, negro, gris, azul, amarillo/verde según UNE 21089-1.

**ELEMENTO SEPARADOR**  
**Capa especial antiadherente.**  
**RELLENO**  
**Materia:** mezcla LSOH libre de halógenos.  
**CUBIERTA**  
**Materia:** mezcla especial libre de halógenos tipo AFUMEX UNE 21123-4.  
**Color:** verde.

APLICACIONES

- Cable de fácil pelado especialmente adecuado para instalaciones en locales de pública concurrencia: salas de espectáculos, centros comerciales, escuelas, hospitales, edificios de oficinas, pabellones deportivos, etc.
- En centros informáticos, aeropuertos, naves industriales, parkings, túneles ferroviarios y de carreteras, locales de difícil ventilación y/o evacuación, etc.
- En toda instalación donde el riesgo de incendio no sea despreciable: instalaciones en montaje superficial, canalizaciones verticales en edificios o sobre bandejas, etc., o donde se requieran las mejores propiedades frente al fuego y/o la ecología de los productos en edificios o sobre bandejas, etc., o donde se requieran las mejores propiedades frente al fuego y/o la ecología de los productos de construcción.
- Líneas generales de alimentación (ITC-BT 14). • Derivaciones individuales (ITC-BT 15). • Instalaciones interiores o receptoras (ITC-BT 20). • Locales de pública concurrencia (ITC-BT 28). • Locales con riesgo de incendio o explosión (**adecuadamente canalizado**) (ITC-BT 29). • Industrias (Reglamento de Seguridad contra Incendios en los Establecimientos Industriales R.D. 2267/2004). • Edificios en general (Código técnico de la Edificación, R.D. 314/2006, art. 11).

Figura 8.3: Especificaciones del cable empleado en CA (Fuente: Prysmian Group, Junio 2018).

- Inversor-Caja de protección:** Este tramo partirá desde el inversor hasta la caja de protección más próxima a él. La sección de los cables de este tramo no puede superar los 6 mm<sup>2</sup>, al ser la máxima que admiten los inversores. Aplicamos los dos criterios y vemos cual es más crítico:

Criterio de la intensidad admisible: la intensidad máxima que circula por los cables es de 16 A. Para el factor de corrección por agrupamiento, al ser un cable multiconductor (fase+neutro) => instalación tipo E, y tener las mismas condiciones que la parte de CC, usaremos el mismo factor de **0,71**.

Lo mismo ocurrirá para el factor de reducción de temperatura, siendo **0,9**.

$$I = \frac{16}{0,9 \cdot 0,71} = 25A$$

Yendo a la **tabla C.52.1 bis**, para un cable de Cu termoestable monofásico (XLPE2) e instalación tipo E -> columna 12, vemos que la sección mínima será de **2,5 mm<sup>2</sup>**.

Criterio de la caída de tensión: para este tramo consideraremos una caída de tensión de **0,06%**. Siendo la longitud de este tramo:  $L = 2 \cdot 1 = 2 \text{ m}$ , y aplicando la misma tabla que en CC, ya que la sección se calcula igual que para CA monofásica (tensión entre fase y neutro 230 V):

Temperatura (°C)	Conductividad (m/ (Ω x mm <sup>2</sup> ))	Intensidad (A)	Longitud (ida + vuelta) (m)	Tensión (V)	Caída Tensión (%)	Sección (mm <sup>2</sup> )
20	58,00	16,00	2,00	230,00	0,06	4,00
22	57,55	16,00	2,00	230,00	0,06	4,03
24	57,10	16,00	2,00	230,00	0,06	4,06
26	56,66	16,00	2,00	230,00	0,06	4,09
28	56,23	16,00	2,00	230,00	0,06	4,12
30	55,81	16,00	2,00	230,00	0,06	4,16
32	55,39	16,00	2,00	230,00	0,06	4,19
34	54,98	16,00	2,00	230,00	0,06	4,22
36	54,57	16,00	2,00	230,00	0,06	4,25
38	54,17	16,00	2,00	230,00	0,06	4,28
40	53,77	16,00	2,00	230,00	0,06	4,31
42	53,38	16,00	2,00	230,00	0,06	4,34
44	53,00	16,00	2,00	230,00	0,06	4,38
46	52,62	16,00	2,00	230,00	0,06	4,41
48	52,25	16,00	2,00	230,00	0,06	4,44
50	51,88	16,00	2,00	230,00	0,06	4,47
52	51,52	16,00	2,00	230,00	0,06	4,50
54	51,16	16,00	2,00	230,00	0,06	4,53
56	50,81	16,00	2,00	230,00	0,06	4,56
58	50,46	16,00	2,00	230,00	0,06	4,60
60	50,12	16,00	2,00	230,00	0,06	4,63
62	49,78	16,00	2,00	230,00	0,06	4,66
64	49,45	16,00	2,00	230,00	0,06	4,69
66	49,12	16,00	2,00	230,00	0,06	4,72
68	48,80	16,00	2,00	230,00	0,06	4,75
70	48,47	16,00	2,00	230,00	0,06	4,78
72	48,16	16,00	2,00	230,00	0,06	4,82
74	47,85	16,00	2,00	230,00	0,06	4,85
76	47,54	16,00	2,00	230,00	0,06	4,88
78	47,23	16,00	2,00	230,00	0,06	4,91
80	46,93	16,00	2,00	230,00	0,06	4,94
82	46,64	16,00	2,00	230,00	0,06	4,97
84	46,34	16,00	2,00	230,00	0,06	5,00
86	46,05	16,00	2,00	230,00	0,06	5,04
88	45,77	16,00	2,00	230,00	0,06	5,07
90	45,49	16,00	2,00	230,00	0,06	5,10

**Tabla 8.2: valores de la sección en función de la temperatura, para la caída de tensión, intensidad y longitud del tramo Inversor-Caja de protección (monofásico).**

Luego como este criterio es el más crítico, elegiremos **3 cables de 2x6 mm<sup>2</sup>**, tipo **RZ1-K (AS)**, al ser 3 inversores. El precio de cada uno de estos cables es de 3,58 €/m.

2. **Caja de protección-Transformadores:** Este será el tramo más largo ya que partiremos de la caja de protección más lejana al ser el tramo más crítico de las tres posibles distancias (2,48 m), llega hasta el hueco del ascensor, baja hasta la planta baja (7,13 m) y de ahí pasa un pequeño tramo, enterrado, hasta la CGBT (0,76 m), donde están los transformadores.

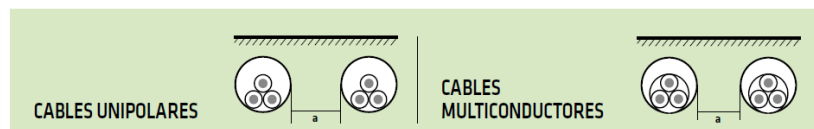
Criterio de la intensidad admisible: Al haber un tramo enterrado, consideraremos esta parte, al ser la más crítica. La ITC-BT-20 nos dice que los conductores enterrados deberán ir en el interior de tubos protectores, salvo que tengan cubierta, y un tensión asignada 0,6/1 kV, que sería nuestro caso, pero por seguridad los alojaremos igualmente en el interior de tubos. La ITC-BT-07 nos dicta que solo habrá un circuito por tubo, por lo que nuestra instalación, según la tabla A.52.3, será del tipo D1, referencia 70.

70		Cable multiconductor en tubo o en conducto enterrado cerrado de sección no circular.	D1
71		Cables unipolares en tubo o en conducto enterrado.	D1
72		Cables unipolares o multipolares enterrados sin protección mecánica complementaria.	D2
73		Cables unipolares o multipolares enterrados con protección mecánica complementaria.	D2

**Tabla A.52.3.D1D2: Métodos de instalación enterrada, según UNE HD 60364-5-52 (Fuente: Prysmian Group, Junio 2018).**

Sabiendo el tipo de instalación, obtendremos el valor del factor de reducción por agrupamiento de la tabla B.52.19, considerando una separación entre tubos de 0,25 m y 3 tubos (uno para cada fase o circuito), que será **0,85**.

NÚMERO DE CABLES MULTICOLORES O DE GRUPOS DE 2 O 3 CABLES UNIPOLARES (UN CIRCUITO POR CONDUCTO)	DISTANCIA ENTRE CONDUCTOS (a)			
	Núla (tubos en contacto)	0,25m	0,50m	1,0m
2	0,85	0,90	0,95	0,95
3	0,75	0,85	0,90	0,95
4	0,70	0,80	0,85	0,90
5	0,65	0,80	0,85	0,90
6	0,60	0,80	0,80	0,90
7	0,57	0,76	0,80	0,88
8	0,54	0,74	0,78	0,88
9	0,52	0,73	0,77	0,87
10	0,49	0,72	0,76	0,86
11	0,47	0,70	0,75	0,86
12	0,45	0,69	0,74	0,85
13	0,44	0,68	0,73	0,85
14	0,42	0,68	0,72	0,84
15	0,41	0,67	0,72	0,84
16	0,39	0,66	0,71	0,83
17	0,38	0,65	0,70	0,83
18	0,37	0,65	0,70	0,83
19	0,35	0,64	0,69	0,82
20	0,34	0,63	0,68	0,82



**Tabla B.52.19: Cables multiconductores en conductos enterrados (tipo D1) o cables unipolares en un solo conducto, según UNE HD 60364-5-52 (Fuente: Prysmian Group, Junio 2018).**

Para el factor de temperatura obtendremos el valor de la tabla B.52.15 suponiendo una temperatura del terreno de 40°C, que valdrá **0,89**.

AISLAMIENTO	TEMPERATURA AMBIENTE (θ <sub>a</sub> ) (°C)														
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80
Tipo PVC (termoplástico)	1,16	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,81	0,75	0,66	0,58	0,47	-	-	-	-
Tipo XLPE o EPR (termoestable)	1,11	1,08	1,04	1,00	0,97	0,93	0,89	0,83	0,79	0,74	0,68	0,63	0,55	0,48	0,40

**Tabla B.52.15: Factores de corrección de la intensidad admisible, para temperaturas ambiente, del terreno, diferentes de 25°C (en conductos enterrados), según UNE HD 60364-5-52 (Fuente: Prysmian Group, Junio 2018).**

Y sabiendo que la  $I_{max} = 16 \text{ A} \Rightarrow I = \frac{16}{0,89 \cdot 0,85} = 21,15 \text{ A}$ ; De la tabla C.52.1

bis\_Metodos D1/D2 obtendremos que la sección mínima es de **1,5 mm<sup>2</sup>** (XLPE2, tipo D1).

*Métodos D1/D2	Sección mm <sup>2</sup>	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300
Cobre	PVC2	20	27	36	44	59	76	98	118	140	173	205	233	264	296	342	387
	PVC3	17	22	29	37	49	63	81	97	115	143	170	192	218	245	282	319
	XLPE2	24	32	42	53	70	91	116	140	166	204	241	275	311	348	402	455
	XLPE3	21	27	35	44	58	75	96	117	138	170	202	230	260	291	336	380
Aluminio	XLPE2	-	-	-	-	-	70	89	107	126	156	185	211	239	267	309	349
	XLPE3	-	-	-	-	-	58	74	90	107	132	157	178	201	226	261	295

**Tabla C.52.1 bis\_Metodos D1/D2: Intensidades admisibles en amperios al aire (40°C), según UNE HD 60364-5-52 (Fuente: Prysmian Group, Junio 2018).**



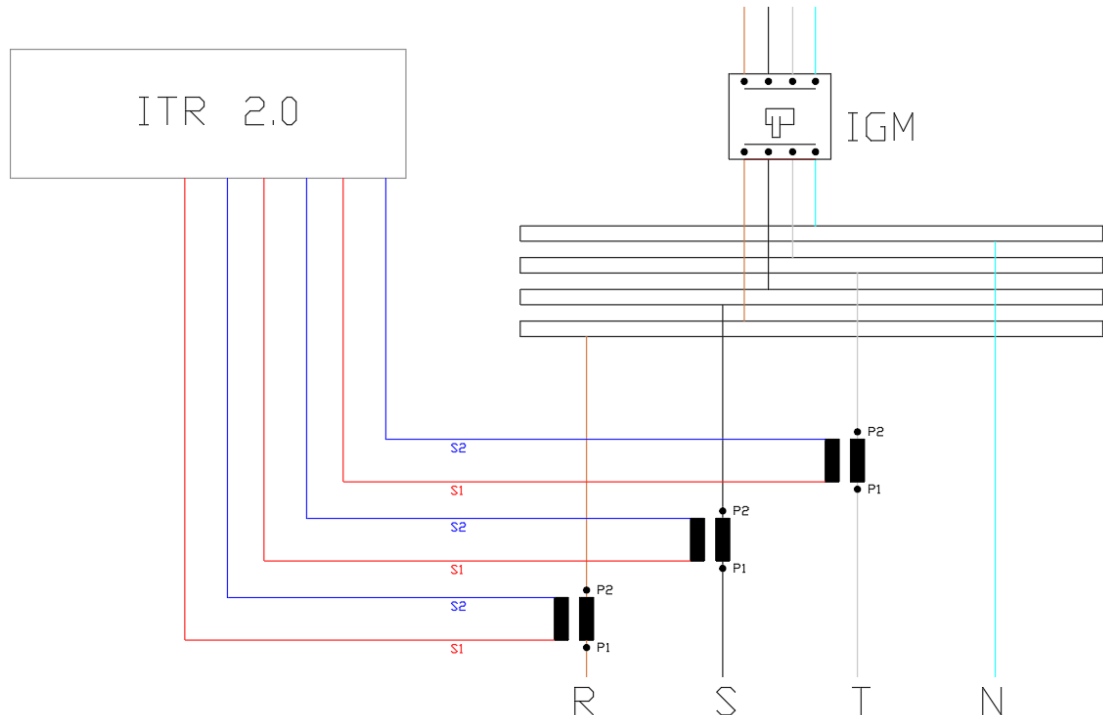
Criterio de la caída de tensión: Este tramo al ser el más largo consideramos una caída del **0,9%**. La longitud es L= 58 m (hemos considerando a mayores una medida de 1,37 m para la profundidad de enterramiento y su salida en la CGBT).

Temperatura (°C)	Conductividad (m/ (Ω x mm <sup>2</sup> ))	Intensidad (A)	Longitud (ida + vuelta) (m)	Tensión (V)	Caída Tensión (%)	Sección (mm <sup>2</sup> )
20	58,00	16,00	58,00	230,00	0,90	7,73
22	57,55	16,00	58,00	230,00	0,90	7,79
24	57,10	16,00	58,00	230,00	0,90	7,85
26	56,66	16,00	58,00	230,00	0,90	7,91
28	56,23	16,00	58,00	230,00	0,90	7,97
30	55,81	16,00	58,00	230,00	0,90	8,03
32	55,39	16,00	58,00	230,00	0,90	8,09
34	54,98	16,00	58,00	230,00	0,90	8,15
36	54,57	16,00	58,00	230,00	0,90	8,22
38	54,17	16,00	58,00	230,00	0,90	8,28
40	53,77	16,00	58,00	230,00	0,90	8,34
42	53,38	16,00	58,00	230,00	0,90	8,40
44	53,00	16,00	58,00	230,00	0,90	8,46
46	52,62	16,00	58,00	230,00	0,90	8,52
48	52,25	16,00	58,00	230,00	0,90	8,58
50	51,88	16,00	58,00	230,00	0,90	8,64
52	51,52	16,00	58,00	230,00	0,90	8,70
54	51,16	16,00	58,00	230,00	0,90	8,76
56	50,81	16,00	58,00	230,00	0,90	8,82
58	50,46	16,00	58,00	230,00	0,90	8,88
60	50,12	16,00	58,00	230,00	0,90	8,94
62	49,78	16,00	58,00	230,00	0,90	9,01
64	49,45	16,00	58,00	230,00	0,90	9,07
66	49,12	16,00	58,00	230,00	0,90	9,13
68	48,80	16,00	58,00	230,00	0,90	9,19
70	48,47	16,00	58,00	230,00	0,90	9,25
72	48,16	16,00	58,00	230,00	0,90	9,31
74	47,85	16,00	58,00	230,00	0,90	9,37
76	47,54	16,00	58,00	230,00	0,90	9,43
78	47,23	16,00	58,00	230,00	0,90	9,49
80	46,93	16,00	58,00	230,00	0,90	9,55
82	46,64	16,00	58,00	230,00	0,90	9,61
84	46,34	16,00	58,00	230,00	0,90	9,67
86	46,05	16,00	58,00	230,00	0,90	9,73
88	45,77	16,00	58,00	230,00	0,90	9,80
90	45,49	16,00	58,00	230,00	0,90	9,86

**Tabla 8.3: valores de la sección en función de la temperatura, para la caída de tensión, intensidad y longitud en el tramo Caja de protección-Transformadores (monofásico).**

Como vemos este criterio vuelve a ser el más restrictivo, luego seleccionaremos **3 cables** de **2x10 mm<sup>2</sup>**, tipo **RZ1-K (AS)**. Su precio es de 5,66 €/m.

- Transformadores-Interruptor General de Mando (IGM):** en este tramo la línea será trifásica, para poder conectar al interruptor. Será un tramo corto, al situarse en la CGBT. Un esquema simplificado quedará de la siguiente forma:



**Figura 8.4:** Esquema simplificado de la conexión Transformadores-IGM, que tiene lugar en la CGBT.

Criterio de la intensidad admisible: Al ser trifásica la  $I_{max} = 3 \cdot 16 = 48 \text{ A}$ . Para el factor de agrupamiento, tomaremos el dato de la tabla C.52.3, sabiendo que los cables están agrupados al aire y que se podrán juntar hasta 6 circuitos (grupos de dos o tres cables unipolares) o 6 cables multiconductores, o una mezcla de ambos, puesto que en la CGBT habrá un buen número de cables. Este factor, por lo tanto, tendrá un valor de **0,55**.

PUNTO	DISPOSICIÓN	NÚMERO DE CIRCUITOS O CABLES MULTICONDUCTORES									INSTALACIÓN TIPO
		1	2	3	4	6	9	12	16	20	
1	Agrupados al aire, en una superficie, empotrados o en el interior de una envolvente.	1,0	0,80	0,70	0,70	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40	A a F
2	Capa única sobre los muros o los suelos o bandejas no perforadas.	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	C
3	Capa única fijada al techo.	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	0,60	0,60	0,60	
4	Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales.	1,0	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	E y F
5	Capa única sobre escaleras de cables, abrazaderas, soportes, bridas de amarre, etc.	1,0	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	

**Tabla C.52.3:** Formas generales de agrupar los conductores, según UNE HD 60364-5-52 (Fuente: Prysmian Group, Junio 2018).

En cuanto al factor de temperatura, supondremos una temperatura de servicio de hasta  $50^{\circ}\text{C}$ , porque podría haber un gran número de cables juntos. Al ser diferente que la de referencia ( $40^{\circ}\text{C}$ ) buscaremos en la tabla B.52.14 y obtendremos un valor de **0,9**.

AISLAMIENTO	TEMPERATURA AMBIENTE ( $\theta_a$ ) (°C)										
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Tipo PVC (termoplástico)	1,4	1,34	1,29	1,22	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,70	0,57
Tipo XLPE o EPR (termoestable)	1,26	1,23	1,19	1,14	1,10	1,05	1,00	0,96	0,90	0,83	0,78

**Tabla B.52.14: Factores de corrección de la intensidad admisible, para temperatura ambiente diferente de 40°C (instalaciones al aire), según UNE HD 60364-5-52 (Fuente: Prysmian Group, Junio 2018).**

Luego:  $I = \frac{48}{0,9 \cdot 0,55} = 96,97 \text{ A}$ ; De la tabla C.52.1 bis, para conductores trifásicos termoestables (XLPE3), e instalación tipo F -> columna 11; veremos que nuestra sección mínima debe de ser de **16 mm<sup>2</sup>**.

Criterio de la caída de tensión: Al ser el último tramo, tendremos que suponer una caída de **0,04%**, para no superar el total admitido por la normativa (1,5%). La longitud del cable valdrá 0,6 m, no se contará 2 veces al ser circuito trifásico, y la tensión entre fases será 400 V. Siendo la sección:  $S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I}{e \cdot \gamma}$

**Ecuación 8.2**

Temperatura (°C)	Conductividad (m/ (Ω x mm <sup>2</sup> ))	Intensidad (A)	Longitud (m)	Tensión (V)	Caída Tensión (%)	Sección (mm <sup>2</sup> )
20	58,00	48,00	0,60	400	0,04	5,38
22	57,55	48,00	0,60	400	0,04	5,42
24	57,10	48,00	0,60	400	0,04	5,46
26	56,66	48,00	0,60	400	0,04	5,50
28	56,23	48,00	0,60	400	0,04	5,54
30	55,81	48,00	0,60	400	0,04	5,59
32	55,39	48,00	0,60	400	0,04	5,63
34	54,98	48,00	0,60	400	0,04	5,67
36	54,57	48,00	0,60	400	0,04	5,71
38	54,17	48,00	0,60	400	0,04	5,76
40	53,77	48,00	0,60	400	0,04	5,80
42	53,38	48,00	0,60	400	0,04	5,84
44	53,00	48,00	0,60	400	0,04	5,88
46	52,62	48,00	0,60	400	0,04	5,92
48	52,25	48,00	0,60	400	0,04	5,97
50	51,88	48,00	0,60	400	0,04	6,01
52	51,52	48,00	0,60	400	0,04	6,05
54	51,16	48,00	0,60	400	0,04	6,09
56	50,81	48,00	0,60	400	0,04	6,14
58	50,46	48,00	0,60	400	0,04	6,18
60	50,12	48,00	0,60	400	0,04	6,22
62	49,78	48,00	0,60	400	0,04	6,26
64	49,45	48,00	0,60	400	0,04	6,30
66	49,12	48,00	0,60	400	0,04	6,35
68	48,80	48,00	0,60	400	0,04	6,39
70	48,47	48,00	0,60	400	0,04	6,43
72	48,16	48,00	0,60	400	0,04	6,47
74	47,85	48,00	0,60	400	0,04	6,52
76	47,54	48,00	0,60	400	0,04	6,56
78	47,23	48,00	0,60	400	0,04	6,60
80	46,93	48,00	0,60	400	0,04	6,64
82	46,64	48,00	0,60	400	0,04	6,68
84	46,34	48,00	0,60	400	0,04	6,73
86	46,05	48,00	0,60	400	0,04	6,77
88	45,77	48,00	0,60	400	0,04	6,81
90	45,49	48,00	0,60	400	0,04	6,85

**Tabla 8.4: valores de la sección en función de la temperatura, para la caída de tensión, intensidad y longitud en el tramo Transformadores-IGM (trifásico).**

El criterio de la caída de tensión nos marca una sección mínima de 6,85 mm<sup>2</sup>. Por lo que en este caso es más crítico el criterio de la intensidad admisible, y por ello elegiremos **4 cables** de **1x16 mm<sup>2</sup>**, tipo **RZ1-K (AS)**. Este es el último tramo de CA, siendo el precio del cableado de este tramo de 3,81 €/m.

Para los cables de corriente del equipo ITR 2.0 (S1 y S2; Figura 8.4) como la intensidad que va a circular es muy pequeña (5 A) y la longitud de estos cables es mínima ya que los transformadores estarán casi al lado de este equipo, cogemos **6 cables** de **1x1mm<sup>2</sup>** del tipo **ES05Z1-K TYPE 2 (AS)**. Su precio es de 0,294 €/m.

Cogeremos otros **4 cables** del mismo tipo para los cables de alimentación del ITR (en este caso es una conexión trifásica), puesto que la tensión que circulará por estos cables es mínima.

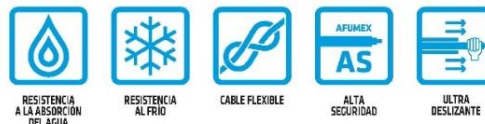
## AFUMEX CLASS 500 V (AS) ES05Z1-K TYPE 2 (AS)



Tensión asignada: 300/500 V  
Norma diseño: UNE 211002  
Designación genérica: ES05Z1-K TYPE 2 (AS)



### CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS



**MÁXIMA DESLIZABILIDAD**  
Supone hasta un 25% de ahorro en el tiempo de instalación y la cuarta parte de esfuerzo de tracción. Además, esa mayor deslizabilidad y menor esfuerzo de tracción supone una mayor garantía de seguridad para la instalación, ya que el aislamiento no se deteriora durante la tracción en el proceso de inserción del cable en la canalización.

- Temperatura de servicio: -25 °C, +70 °C (Cable termoplástico).
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 2000 V.
- **Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:**
  - Clase de reacción al fuego (CPR): Cca-s1b,d1,a1.
  - Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
  - Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
  - Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
  - Métodos de ensayo: EN 60332-1-2; EN 50399; EN 60754-2; EN 61034-2.

- Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:**
- No propagación de la llama: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2.
  - No propagación del incendio: EN 50399; EN 60332-3-24; IEC 60332-3-24.
  - Libre de halógenos: EN 60754-2; EN 60754-1; IEC 60754-2; IEC 60754-1.
  - Reducida emisión de gases tóxicos: EN 60754-2; NFC 20454; DEF STAN 02-713.
  - Baja emisión de humos: EN 50399.
  - Baja opacidad de humos: EN 61034-2; IEC 61034-2.
  - Nula emisión de gases corrosivos: EN 60754-2; IEC 60754-2; NFC 20453.
  - Baja emisión de calor: EN 50399.
  - Reducido desprendimiento de gotas/partículas inflamadas: EN 50399.

### CONSTRUCCIÓN

**CONDUCTOR**  
**Metal:** cobre electrolítico recocido.  
**Flexibilidad:** flexible, clase 5, según UNE EN 60228.  
**Temperatura máxima en el conductor:** 70 °C en servicio permanente, 160 °C en cortocircuito.

**AISLAMIENTO**  
**Material:** mezcla especial termoplástica, cero halógenos, tipo AFUMEX TI7 según EN 50363-7.  
**Colores:** Amarillo/verde, azul, blanco, gris, marrón, rojo, negro y blanco.

### APLICACIONES

- Cable extradeslizante de alta seguridad para circuitos de señalización o mando, timbres, alarmas domésticas o similares.

**Figura 8.5: Especificaciones del cable empleado en la corriente del ITR 2.0 (Fuente: Prysmian Group, Junio 2018).**

### 8.1.3 DIMENSIONAMIENTO DEL CABLEADO DE TIERRA

Según el RD 1699/2011, de 18 de noviembre, la puesta a tierra de las instalaciones interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora. Por este motivo las masas de la instalación de generación y receptores (como la estructura metálica, marcos de los módulos, etc.) estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora. Luego tal como se indica en la ITC-BT-40, el esquema de puesta a tierra será el **TT**.

Tal como indica la ITC-BT-18 el objeto de la puesta a tierra es: limitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar en algún momento las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados.

La unión de las masas metálicas y elementos de protección, hasta el registro de tierras se llevará a cabo mediante los **conductores de protección**, asegurando la protección contra contactos indirectos. Esto además nos garantiza un grado de aislamiento de clase I mínimo, que nos exige el IDAE (a excepción del cableado de CC que debe ser de clase II).

La sección mínima de estos conductores de protección dependerá de la sección de los conductores de fase en la parte en la que se conecten estos conductores de protección. Estos valores los obtendremos de la tabla que nos proporciona la ITC-BT-18.

Sección de los conductores de fase de la instalación $S$ ( $\text{mm}^2$ )	Sección mínima de los conductores de protección $S_p$ ( $\text{mm}^2$ )
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

**Tabla 8.5: Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase (Fuente: ITC-BT-18, Junio 2018).**

Los valores de esta tabla no nos valdrían si el material de fabricación de los conductores de protección no fuese el mismo que el de los conductores activos. Pero en nuestro caso si son del mismo material, por ello nos basaremos en la tabla 8.5.

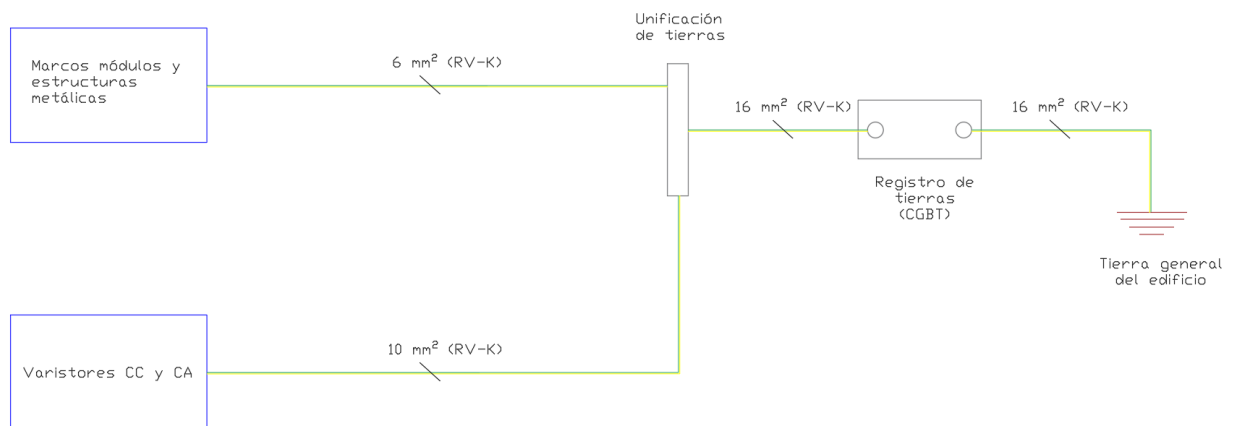
Como tenemos varias secciones de conductores de fases, la sección de los conductores de protección variará, teniendo:

- Para los conductores de protección para los marcos de los módulos, la estructura metálica y el ramal general de bajada hasta unificación de tierras, tendremos en cuenta la sección de los conductores de la parte de CC, siendo su  $S = 6 \text{ mm}^2$ , por ello la sección de estos conductores de protección será:  $S_p = 6 \text{ mm}^2$ .

- Los conductores de protección para los varistores, tanto de CC como de CA (se pondrán en común), y la unión para bajada y unificación de tierra serán de sección:  $S_p = 10 \text{ mm}^2$ , al tener en cuenta la sección del conductor de fase del varistor de CA, que es mayor que la del varistor de CC.
- Para unificación de tierras a registro de tierras tendremos un conductor de protección:  $S_p = 16 \text{ mm}^2$ . El registro de tierras se sitúa en la CGBT.
- Para registro de tierras a registro de tierras general del edificio será:  $S_p = 16 \text{ mm}^2$

Como la ITC-BT-18 nos exige que los conductores estén protegidos contra los deterioros mecánicos y químicos, escogeremos los cables **RETENAX CPRO FLEX (RV-K)**, como conductores de protección, en todos los casos.

Un esquema simplificado de la toma de tierras quedará como se ve a continuación.



**Figura 8.6: Esquema simplificado de las conexiones a tierra.**

Es recomendable que la resistencia de la toma de tierra no tenga un valor mayor de 15  $\Omega$  y no debe sobrepasar en ningún caso los 50  $\Omega$ . Ya que, el valor de la resistencia de tierra debe garantizar que cualquier masa no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a 50 V.

# RETENAX CPRO Flex

## RV-K

Tensión asignada: 0,6/1 kV  
Norma diseño: UNE 21123-2  
Designación genérica: RV-K



### CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS



NO PROPAGACIÓN  
DE LA LLAMA  
EN 60332-1-2  
IEC 60332-1-2



REDUCIDA EMISIÓN  
DE HALÓGENOS  
EN 60754-1  
IEC 60754-1  
(emisión HCl < 14 %)



DESCÁRGATE  
la DoP (Declaración de  
Prestaciones) en este código QR.  
[www.prysmianclub.es/cprblog/DoP](http://www.prysmianclub.es/cprblog/DoP)



Nº DoP 1003873



RESISTENCIA  
A LA ABSORCIÓN  
DEL AGUA



RESISTENCIA  
AL FRÍO



CABLE FLEXIBLE



RESISTENCIA  
A LOS RAYOS  
ULTRAVIOLETA



RESISTENCIA  
A LOS AGENTES  
QUÍMICOS



RESISTENCIA  
A LAS GRASAS  
Y ACEITES

- Temperatura de servicio: -25 °C, +90 °C (Cable termoestable).
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 3500 V.

#### Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): Eca.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo: EN 60332-1-2.

#### Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:

- No propagación de la llama: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2
- Reducida emisión de halógenos: EN 60754-1; IEC 60754-1 (emisión HCl < 14 %).

### CONSTRUCCIÓN

#### CONDUCTOR

**Metal:** cobre electrolítico recocido

**Flexibilidad:** Flexible, clase 5 según UNE EN 60228.

**Temperatura máxima en el conductor:** 90 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

#### AISLAMIENTO

**Material:** mezcla de polietileno reticulado (XLPE) Tipo DIX 3, según HD 603-1.

**Colores:** marrón, negro, gris, azul, amarillo/verde según UNE 21089-1.

#### ELEMENTO SEPARADOR

**Cinta de papel longitudinal** (opcional).

#### RELLENO

**Material:** Si es necesario, mezcla termoplástica apropiada.

#### CUBIERTA

**Material:** policloruro de vinilo (PVC) tipo DMV-18 según HD 603-1.

**Colores:** negro o crema.

### APLICACIONES

Cable de fácil pelado y alta flexibilidad para instalaciones subterráneas en general e instalaciones al aire en las que se requiere una gran facilidad de manipulación y no es obligatorio Afumex (AS).

- Redes subterráneas de distribución e instalaciones subterráneas (ITC-BT 07).
- Redes subterráneas de alumbrado exterior (ITC-BT 09).

- Instalaciones interiores o receptoras (ITC-BT 20); salvo obligación de Afumex (AS) (ver ITC-BT 28 y R.D. 2267 / 2004).

Los cables RV-K no están permitidos en servicios provisionales en general (obras, ferias, stands... ITC-BT 33, 34 ...) ni para servicios móviles, ni prolongados (ver Flextreme), ni para servicios sumergidos (ver Bupreno Bombas Sumergidas).

**Figura 8.7: Especificaciones del cable empleado en los conductores de protección (Fuente: Prysmian Group, Junio 2018).**

## 8.2 DETERMINACIÓN DE LOS ELEMENTOS DE PROTECCIÓN

Estos dispositivos nos garantizarán la protección de los equipos que componen la instalación fotovoltaica (módulos, cables,...) así como la protección de las personas y animales.

Aunque estos elementos de protección irán situados en la misma caja de protección de cada fase, a la hora de dimensionarlos los dividiremos en los que protegen la parte de CC y los que protegen la parte de CA.

Además, al diseñar estas protecciones la instalación cumplirá con lo exigido por el RD 1699/2011, de 18 de noviembre, y la ITC-BT- 40, sobre protecciones.

### 8.2.1 DISEÑO DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN EN CC

Esta parte se compondrá de un grupo de fusibles y varistor CC para la protección de los módulos y cables frente a sobrecargas, cortocircuitos y sobretensiones, para cada una de las cadenas.

- Fusibles: En instalaciones fotovoltaicas con menos de 3 cadenas en paralelo y cables de cadena de  $I_{adm} \geq 1,56 \cdot I_{SC}$  no sería necesaria la protección. Aun así, incluiremos la protección ya que pueden producirse corrientes con fallos imprevistos en caso de error en el inversor.

La normativa nos exige solamente la protección del polo positivo en CC, pero en nuestro caso instalaremos protección para los 2 polos, y así podremos aislar los módulos (con un cortacircuitos) en caso de tener que hacer maniobras en el inversor o la caja de protección.

Para seleccionar la  $I_N$  del fusible la norma UNE 20.460 nos dice que la intensidad de cálculo será menor o igual que la nominal del fusible, y esta a su vez, estará por debajo de la admisible que admita el conductor:

$$I_c \leq I_N \leq I_{adm}$$

Esta norma también nos indica que la intensidad de sobrecarga del fusible (resultado de multiplicar el coeficiente de fusión del fusible por la intensidad nominal), que produce la fusión segura del fusible, será menor o igual que la  $I_{adm}$  que soporta el conductor incrementada en un 45%:

$$I_s = C_{FF} \cdot I_N \leq 1,45 \cdot I_{adm}$$

Como nuestro fusible será del tipo gPV tomaremos:  $C_{FF} = 1,6 \rightarrow I_N \leq 0,9 \cdot I_{adm}$ ; La intensidad admisible del cable en nuestro caso es de 59 A.

Luego:  $I_c \leq I_N \leq 0,9 \cdot I_{adm} \rightarrow 1,25 \cdot I_{SC} \leq I_N \leq 0,9 \cdot 59 \rightarrow 12 \leq I_N \leq 53$

Para la tensión de fusible mínima:  $U_N \geq 1,2 \cdot U_{OC} \cdot N_s = 1,2 \cdot 45,6 \cdot 10 = 547,2 \text{ V}$ .

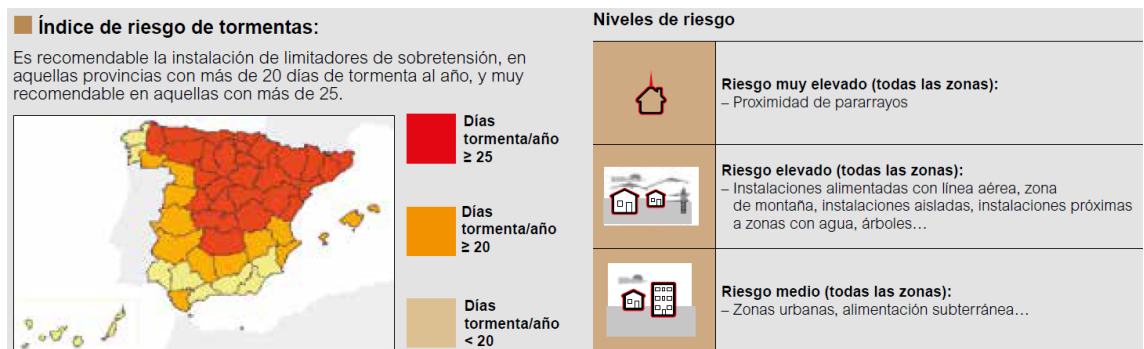
Por ello seleccionaremos los fusibles de la marca **legrand**, de **15 A** y **1000 V<sub>DC</sub>**, tamaño **10x38 gPV** y PdC **50 kA**.

La  $I_N$  no la hemos escogido mayor de 15 A, ya que **es la máxima corriente nominal de fusible que nos admiten los módulos**, por conexiones únicamente

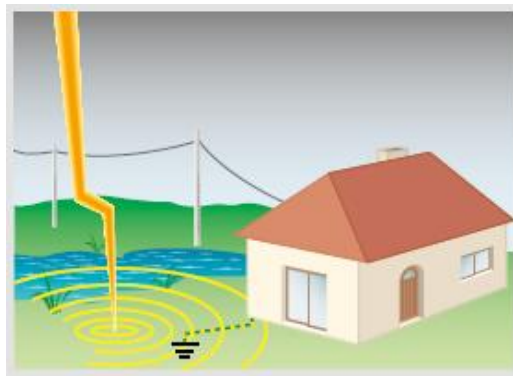


en serie, tal como se puede ver en la figura 7.8 (indicado como Max. Series Fuse Rating).

- Varistor CC: Lo primero que debemos saber es que nuestra zona es una zona con más de 25 tormentas al año, por lo que es muy recomendable instalar este dispositivo. Como nuestra instalación se sitúa en una zona urbana, el riesgo será medio, por lo que lo más habitual es que las sobretensiones se originen por impactos indirectos de rayos y otras de origen no atmosférico (como las provocadas por maniobras en la red eléctrica), según EN 61643-11. Luego con limitadores de sobretensiones de protección **tipo 2** será suficiente.



**Figura 8.8: Índice y niveles de riesgo por tormentas (Fuente: legrand, Junio 2018).**



**Figura 8.9: Descarga indirecta de un rayo (Fuente: legrand, Junio 2018).**

Por ello seleccionaremos un limitador de sobretensiones transitorias para cada cadena de **legrand**, **tipo 2**, **I<sub>max</sub>. 40 kA**, **2 polos** protegidos y tensión **600 V<sub>DC</sub>**.

## 8.2.2 DISEÑO DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN EN CA

En esta parte introduciremos como elementos de protección un interruptor magnetotérmico (disyuntor), un interruptor diferencial y un varistor CA, para cada una de las fases.

- Interruptor magnetotérmico: Con este dispositivo garantizaremos la protección del cableado de CA y los inversores, frente a sobrecargas y cortocircuitos, que nos exige la ITC-BT-22. Al igual que con los fusibles, el calibre del magnetotérmico cumplirá, según la norma UNE 20.460:

$$I_C \leq I_N \leq I_{adm}$$

Y la intensidad que produce el disparo seguro del térmico con una sobrecarga, será menor que la intensidad soportada por el conductor, incrementada un 45%.

$$I_f = C_{dt} \cdot I_N \leq 1,45 \cdot I_{adm}$$

El valor del coeficiente de disparo,  $C_{dt}$ , para un magnetotérmico de  $I_N \leq 63$  A y de uso industrial valdrá 1,3, según IEC947-2. Luego:

$$I_N \leq 1,11 \cdot I_{adm}$$

La intensidad que circula por el circuito,  $I_C$ , es la máxima que proporciona el inversor, 16 A.

La  $I_{adm}$  por el cable será de 57 A ( $2 \times 6 \text{ mm}^2$ , **RZ1-K (AS)**), entonces:

$$16 \leq I_N \leq 1,11 \cdot 57$$

$$16 \leq I_N \leq 63$$

Por ello, y tal como nos recomienda el manual del inversor escogido, seleccionaremos un magnetotérmico de  **$I_N = 20$  A**.

Calculamos la corriente de cortocircuito que se pueda producir desde la CGBT hasta nuestro punto de estudio. Según la GUÍA-BT-ANEXO 3:

$$I_{CC} = \frac{0,8 \cdot U}{R}$$

### **Ecuación 8.3**

- $I_{CC}$ : intensidad de cortocircuito máxima en el punto considerado (A).
- U: tensión entre fase y neutro (230 V).
- R: resistencia de los conductores de fase entre la alimentación y el punto considerado ( $\Omega$ ).

Para la obtención de R consideraremos que los conductores se encuentran a una temperatura de  $20^\circ\text{C}$ , obteniendo así el máximo valor de  $I_{CC}$ .

La resistencia de un conductor se calcula como:  $R = \rho \cdot \frac{L}{S}$

### **Ecuación 8.4**

- P: resistividad del material del conductor ( $(\Omega \cdot \text{mm}^2) / \text{m}$ ).
- L: longitud del conductor (m).
- S: sección del conductor ( $\text{mm}^2$ ).

Consideramos la resistividad del Cu, el material de nuestros cables, a 20°C tal como indicamos arriba, y tendremos dos tramos desde el interruptor hasta la

$$R_{(caja\ pro.-transfor.)} = 0,017 \cdot \frac{58}{10} = 0,0986 \Omega$$

$$R_{(transfor.-IGM)} = 0,017 \cdot \frac{0,6}{16} = 0,00064 \Omega$$

Siendo la intensidad de cortocircuito:

$$I_{cc} = \frac{0,8 \cdot 230}{0,0986 + 0,00064} = 1854,1 A$$

Luego escogeremos un magnetotérmico con un PdC superior a esa  $I_{cc}$ . Por ello, elegimos un magnetotérmico para cada fase de **legrand, DX<sup>3</sup>**, calibre de **20 A**, PdC **10 kA, 1 polo+neutro, curva C**.

- Varistor CA: Este caso será similar al varistor CC con la excepción de que este limitador de sobretensiones estará dimensionado para proteger una de las 4 categorías definidas en la ITC-BT-23.

TENSIÓN NOMINAL DE LA INSTALACIÓN		TENSIÓN SOPORTADA A IMPULSOS 1,2/50 (kV)			
SISTEMAS TRIFÁSICOS	SISTEMAS MONOFÁSICOS	CATEGORÍA IV	CATEGORÍA III	CATEGORÍA II	CATEGORÍA I
230/400	230	6	4	2,5	1,5
400/690	--	8	6	4	2,5
1000	--				

**Tabla 8.6: tensión soportada a impulsos por cada una de las 4 categorías (Fuente: ITC-BT-23, Junio 2018).**

En nuestro caso el varistor deberá proteger equipos de Categoría I, ya que tenemos equipos muy sensibles a las sobretensiones (inversores), nuestro sistema es monofásico, por lo que el nivel de protección del varistor no deberá ser superior a 1,5 kV, que es hasta la que aguantan estos equipos (tabla 16). Por ello seleccionaremos un limitador de sobretensiones para cada fase de **legrand, tipo 2, 1 polo+neutro**,  $I_{max}$  **20 kA** y nivel de protección ( $U_p$ ) **1,2 kV**.

Este varistor necesitará de la protección de un magnetotérmico. Cogemos el que nos recomienda el fabricante, que también es el mismo magnetotérmico que el escogido para la protección de la instalación: **DX<sup>3</sup> C20**.

- Interruptor diferencial: Al instalar este elemento garantizaremos la protección en caso de producirse una tensión de contacto en personas o animales, de valor y duración peligrosos, debida a un defecto o fuga. Según la ITC-BT-24, a la hora de seleccionar el diferencial, en una instalación del tipo TT (es el esquema de conexión de nuestra instalación fotovoltaica), deberá cumplir la siguiente condición:

$$R_A \cdot I_a \leq U$$

- $R_A$ : suma de las resistencias de la toma de tierra y los conductores de protección de las masas.
- $I_a$ : es la corriente de protección del interruptor diferencias (su sensibilidad).
- $U$ : tensión de contacto límite convencional (50 V o 24 V).

Usaremos un diferencial de **300 mA** de sensibilidad, ya que son los más habituales a nivel industrial. Desconocemos el valor de la resistencia de la toma de tierra de nuestra instalación, pero como en cualquier caso no debe superar los **50  $\Omega$** , supondremos este valor.

$$50 \cdot 0,3 \leq U$$

Como la instalación fotovoltaica está situada a la intemperie, supondremos la tensión de contacto límite para locales húmedos, **24 V**, y vemos que el diferencial escogido cumplirá con esta condición:

$$15 < 24$$

A la hora de seleccionar el calibre del diferencial, deberá cumplir la misma condición que fusibles e interruptores automáticos:

$$I_C \leq I_N \leq I_{adm}$$

El cable que conecta en esta ocasión al diferencial es de  $2 \times 10 \text{ mm}^2$ , y su  $I_{adm} = 78 \text{ A}$ . Y la intensidad que circula de  $16 \text{ A}$ .

$$16 \leq I_N \leq 78$$

Luego escogeremos un diferencial de  $I_N = 63 \text{ A}$ . Este dispositivo debe ser también resistente a las corrientes residuales, para que un defecto de este tipo no le haga fallar, puesto que ante todo debe siempre garantizar la protección de las personas.

#### Tipo AC - Aplicaciones habituales

Detección de corrientes residuales alternas 50-60 Hz.

#### Tipo A - Aplicaciones específicas: líneas dedicadas

Los diferenciales tipo A, además de las características del tipo AC, también detectan las corrientes residuales de componente continua. Se usan siempre que las intensidades de fallo no son sinusoidales. Están especialmente adaptados a las aplicaciones en líneas dedicadas:

- En locales residenciales, en los circuitos especializados de cocinas o vitrocerámicas o circuitos especializados de lavadoras.
- En otras instalaciones, en los circuitos o materiales de clase 1 susceptibles de producir corrientes de defecto de componente continua, variadores de velocidad con convertidor de frecuencia, etc.

#### Tipo F - Aplicaciones especiales

Los diferenciales de tipo F, con una inmunización complementaria a los disparos intempestivos, detectan las corrientes residuales de componentes alterna y continua, y pueden funcionar a temperaturas de  $-25 \text{ }^\circ\text{C}$  a  $+40 \text{ }^\circ\text{C}$ , por lo que se usan en aplicaciones especiales:

- Cuando la pérdida de información es perjudicial, como en las líneas de alimentación de material informático (banca, instrumentación de bases militares, centros de reservas de vuelos, etc.).
- Cuando la pérdida de explotación es perjudicial (máquinas automatizadas, instrumentación médica, líneas de congelación, etc.).
- En áreas en las que el riesgo de caída de rayos es elevado.
- En emplazamientos con líneas expuestas a frecuentes perturbaciones (uso de fluorescentes, etc.).
- En instalaciones con líneas de gran longitud.

#### Caso particular de la continuidad de servicio

En algunos locales sin personal en que se necesita una atención particular para la continuidad del servicio, los disparos intempestivos de los interruptores automáticos no son admisibles (locales aislados de repetidores telefónicos o de radio y televisión, estaciones de bombeo, etc.).

La asociación de un interruptor automático diferencial Hpi con un mando motorizado y un mecanismo de rearme STOP & GO permite obtener una continuidad de servicio óptima (véase la pág. 120).

#### Tipo B

Los diferenciales de tipo B detectan los defectos de componentes alterna y continua y los defectos de corriente continua sin ondulación. Esta característica los hace especialmente indicados para la protección de personas contra los contactos directos e indirectos en cualquier instalación que genere o utilice corriente continua: instalaciones fotovoltaicas, ascensores, maquinaria con variación de velocidad, centros de atención telefónica, instalaciones para alimentación de equipos médicos, etc.

**Figura 8.10: Tipos de interruptores diferenciales, en función de la protección frente a las corrientes residuales (Fuente: legrand, Junio 2018).**

Según la norma DIN VDE 0100-712 se requiere, para inversores sin transformador, a no ser que el inversor no genere corrientes continuas residuales, un diferencial de **tipo B**. Como nuestro inversor no genera estas corrientes continuas residuales, con uno del **tipo A** bastará. Luego escogeremos un interruptor diferencial para cada fase de **legrand, DX<sup>3</sup>, tipo A, Bipolar 230 V<sub>AC</sub>**, calibre **63 A** y sensibilidad **300 mA**.

Cogeremos también unos fusibles para la conexión de la alimentación del ITR ya que, con un cortacircuitos, al igual que los de CC, podremos desconectar esta parte de la alimentación. La ITC-BT-19 nos da la posibilidad de conectar y desconectar en carga en una sola maniobra (sin necesidad de cortar toda la instalación) los equipos auxiliares de mando o control. Los fusibles serán de **legrand**, de **2 A** y **400 V<sub>AC</sub>**, tamaño **8x32 gG** y PdC **20 kA**.

### 8.3 ESQUEMA UNIFILAR DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA

A continuación, mostraremos un esquema de cómo quedaría la instalación eléctrica completa, a través de un esquema unifilar.

Cabe aclarar, que las protecciones de CC y las de CA de cada fase están ubicadas en la misma caja de protección de cada fase, representada en azul en la figura 8.1, aunque en el esquema unifilar se hayan representado por separado por razones de claridad y una mejor comprensión.





# CAPÍTULO 9: ESTUDIO ECONÓMICO





## 9.1 GASTO ECONÓMICO ENERGÉTICO DE LA NAVE SIN INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Como ya comentamos en el apartado 6.3 la energía que consumiremos se facturará de acuerdo con una **tarifa 3.0**, y es una tarifa de baja tensión, dividiéndose el cobro de la energía consumida en 3 periodos.

Nuestra instalación sufrirá 2 cambios anuales en la potencia, de septiembre a diciembre se tendrá una potencia y el resto del año otra (indicado en el apartado 6.3, tabla 6.1), por ello la energía consumida será diferente en estos dos tramos mensuales, y con ello el precio de la factura.

Un precio aproximado de la energía que se nos facturará en cada periodo será:

	Término de energía (cent €/kWh)			Término de potencia (cent €/kW-día)		
	Punta	Llano	Valle	Punta	Llano	Valle
Enero	11,8356	10,8913	8,0617	16,2119	9,9974	2,2925
Febrero	11,8356	10,8913	8,0617	16,2119	9,9974	2,2925
Marzo	11,8356	10,8913	8,0617	16,2119	9,9974	2,2925
Abril	11,8356	10,8913	8,0617	16,2119	9,9974	2,2925
Mayo	11,8356	10,8913	8,0617	16,2119	9,9974	2,2925
Junio	11,8356	10,8913	8,0617	16,2119	9,9974	2,2925
Julio	11,8356	10,8913	8,0617	16,2119	9,9974	2,2925
Agosto	11,8356	10,8913	8,0617	16,2119	9,9974	2,2925
Septiembre	11,8356	10,8913	8,0617	16,2119	9,9974	2,2925
Octubre	11,8356	10,8913	8,0617	16,2119	9,9974	2,2925
Noviembre	11,8356	10,8913	8,0617	16,2119	9,9974	2,2925
Diciembre	11,8356	10,8913	8,0617	16,2119	9,9974	2,2925

*Tabla 9.1: Precio de la energía de nuestra tarifa energética.*

En este caso se aplicará el mismo precio de la energía y la potencia para todos los meses del año, con la excepción de que en los meses de septiembre a diciembre (de mayor consumo de energía) se nos aplicará un descuento del 10 % en el precio del término de energía para todos los periodos.

La facturación de la potencia variará en función de la potencia contratada, por lo que de septiembre a diciembre será una, y el resto del año otra, pero el término de potencia también le consideramos invariable, pese a que las potencias varíen.

En este tipo de tarifa (3.0) la potencia siempre se cobra un 85% del total, cuando se consuma un 85% o menos, el porcentaje consumido si se haya entre el 85% y el 105% del total, y se penalizara a partir del 105% cobrándose a más del doble a partir de este porcentaje (se aplicará el termino de potencia del periodo en el que se cobre).

La energía consumida se cobra tal cual, sin penalizaciones (energía consumida por el término de potencia, en función del periodo).

Un gasto aproximado del cobro de la energía y potencia mensual y anual en nuestro tipo de tarifa será el siguiente:

Tarifa 3.0	Gasto de potencia (€)	Gasto de Energía Activa (€)	Impuesto de electricidad (€)	Alquiler equipo medida (€)	Sub total (€)	IVA (€)	Total (€)
Enero	90,12	273,93	18,61	35,28	417,95	87,77	<b>505,72</b>
Febrero	81,40	224,92	15,66	35,28	357,27	75,03	<b>432,29</b>
Marzo	90,12	249,03	17,34	35,28	391,77	82,27	<b>474,04</b>
Abril	87,22	241,00	16,78	35,28	380,27	79,86	<b>460,13</b>
Mayo	90,12	249,03	17,34	35,28	391,77	82,27	<b>474,04</b>
Junio	87,22	241,00	16,78	35,28	380,27	79,86	<b>460,13</b>
Julio	90,12	249,03	17,34	35,28	391,77	82,27	<b>474,04</b>
Agosto	90,12	310,62	20,49	35,28	456,51	95,87	<b>552,38</b>
Septiembre	617,78	1747,54	120,93	35,28	2521,53	529,52	<b>3051,05</b>
Octubre	638,37	1986,38	134,20	35,28	2794,22	586,79	<b>3381,01</b>
Noviembre	617,78	1834,92	125,40	35,28	2613,38	548,81	<b>3162,19</b>
Diciembre	638,37	1444,64	160,00	35,28	2278,29	478,44	<b>2756,73</b>
<b>Total</b>	<b>3218,74</b>	<b>9052,03</b>	<b>680,87</b>	<b>423,36</b>	<b>13375,00</b>	<b>2808,75</b>	<b>16183,75</b>

Tabla 9.2: Factura anual de la nave industrial sin energía fotovoltaica.

Y el precio medio de compra de la energía será: **0,0963 €/kWh**. El consumo de energía mensual y anual está indicado en el apartado 6.3, tabla 6.2.

El cobro de la potencia será siempre el mismo, con o sin instalación fotovoltaica, ya que la potencia contratada no va a variar.

## 9.2 INFLUENCIA DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA SOBRE EL CONSUMO Y COSTE DE LA ENERGÍA DE NUESTRA NAVE INDUSTRIAL

Como la potencia contratada no va a variar y alquileres e impuestos tampoco, solo tendremos en cuenta la influencia de la energía que nos proporciona la instalación sobre la energía consumida y facturada anual de la nave.

Tendremos que tener en cuenta diversos factores que influirán sobre la energía consumida por la nave y la energía generada por la instalación fotovoltaica a lo largo de los años.

Sobre la **energía consumida** se considerará:



- Una reducción del consumo anual del **0.1%** al suponer que los nuevos equipos que sustituyan a los anteriores, del proceso de producción, oficinas, etc., serán más eficientes y consumirán menos energía.
- Un incremento anual del **6%** del coste de la energía, debido a la tendencia al aumento que viene experimentando la energía estos últimos años. Esto es debido a la entrada de cada vez más equipos tecnológicos al mercado. De hecho, respecto al año pasado, la energía ha aumentado su coste un 9%.
- Una ligera variación del precio medio de la energía (un **0,65%**), puesto que la energía consumida será la misma, pero la que nos cobrarán no, ya que parte de esta energía provendrá de nuestra instalación fotovoltaica.

Sobre la **energía generada** consideraremos:

- Una reducción de la producción anual de los paneles fotovoltaicos, por desgaste, del **0,83%** los **12 años** siguientes al de la compra de los paneles (hasta un total del 10%) y del **0,77%** los **13 años** restantes hasta los **25 años**, que es el periodo de vida útil de los paneles garantizado por el fabricante (figura 7.1) y en el que se habrá reducido la potencia de los módulos un 20%.
- Un **autoconsumo instantáneo del 75%** que es la energía producida por la instalación fotovoltaica que se consumirá realmente. Esto es debido a que habrá días en los que se consuma menos de lo que se podría producir, como días en los que se cierre la nave o en el periodo anual de menor consumo, y días en los que la producción será menor al estar el cielo nublado y tener menos radiación global incidente sobre los paneles.

Por ello con nuestra instalación de 9,9 kWp de potencia nominal y una producción específica de 1628 kWh/kWp (Figura 7.4) tendremos:

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11			
<b>Años</b>														
Variación del consumo	0,00%	-0,10%	-0,10%	-0,10%	-0,10%	-0,10%	-0,10%	-0,10%	-0,10%	-0,10%	-0,10%			
Reducción de la producción PV	0,00%	-0,83%	-0,83%	-0,83%	-0,83%	-0,83%	-0,83%	-0,83%	-0,83%	-0,83%	-0,83%			
Variación Precio Coompra	0%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%			
<b>Consumo kWh/año</b>	93.986	93.892	93.798	93.704	93.610	93.517	93.423	93.330	93.237	93.143	93.050			
<b>Producción PV</b>	16.117	15.983	15.850	15.718	15.587	15.457	15.328	15.200	15.074	14.948	14.823			
<b>Autoconsumo instantáneo (kWh)</b>	12.088	11.987	11.887	11.788	11.690	11.593	11.496	11.400	11.305	11.211	11.118			
Autoconsumo instantáneo %	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%			
<b>Energía no consumida</b>	4.029	3.996	3.962	3.929	3.897	3.864	3.832	3.800	3.768	3.737	3.706			
Energía no consumida %	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%			
<b>Precio Compra (€/kWh) + Imp eléctrico</b>	0,1012	0,1073	0,1137	0,1206	0,1278	0,1355	0,1436	0,1522	0,1614	0,1710	0,1813			
<b>Gasto anual sin PV</b>	9.515 €	10.076 €	10.669 €	11.298 €	11.964 €	12.669 €	13.416 €	14.207 €	15.044 €	15.931 €	16.870 €			
<b>Gasto anual con PV</b>	8.237 €	8.732 €	9.257 €	9.813 €	10.402 €	11.027 €	11.689 €	12.391 €	13.134 €	13.922 €	14.758 €			
<b>Ahorro en el consumo</b>	1.278 €	1.343 €	1.413 €	1.486 €	1.562 €	1.643 €	1.727 €	1.816 €	1.910 €	2.009 €	2.112 €			
<b>Ahorro anual en la factura eléctrica</b>	13,43%	13,33%	13,24%	13,15%	13,06%	12,97%	12,88%	12,79%	12,70%	12,61%	12,52%			
	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
	-0,10%	-0,10%	-0,10%	-0,10%	-0,10%	-0,10%	-0,10%	-0,10%	-0,10%	-0,10%	-0,10%	-0,10%	-0,10%	-0,10%
	-0,83%	-0,77%	-0,77%	-0,77%	-0,77%	-0,77%	-0,77%	-0,77%	-0,77%	-0,77%	-0,77%	-0,77%	-0,77%	-0,77%
	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%
	92.957	92.864	92.771	92.679	92.586	92.493	92.401	92.308	92.216	92.124	92.032	91.940	91.848	91.756
	14.700	14.577	14.465	14.354	14.244	14.134	14.025	13.917	13.810	13.704	13.599	13.494	13.390	13.287
	11.025	10.933	10.849	10.765	10.683	10.600	10.519	10.438	10.358	10.278	10.199	10.121	10.043	9.965
	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%
	3.675	3.644	3.616	3.588	3.561	3.533	3.506	3.479	3.453	3.426	3.400	3.374	3.348	3.322
	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%
	0.1922	0.2037	0.2159	0.2289	0.2426	0.2572	0.2726	0.2890	0.3063	0.3247	0.3442	0.3648	0.3867	0.4099
	17.864 €	18.917 €	20.032 €	21.213 €	22.463 €	23.787 €	25.189 €	26.674 €	28.246 €	29.911 €	31.674 €	33.541 €	35.517 €	37.611 €
	15.643 €	16.582 €	17.575 €	18.627 €	19.742 €	20.924 €	22.177 €	23.504 €	24.910 €	26.401 €	27.981 €	29.655 €	31.428 €	33.308 €
	2.221 €	2.336 €	2.458 €	2.586 €	2.721 €	2.863 €	3.013 €	3.170 €	3.336 €	3.510 €	3.693 €	3.886 €	4.089 €	4.303 €
	12,43%	12,35%	12,27%	12,19%	12,11%	12,04%	11,96%	11,88%	11,81%	11,73%	11,66%	11,59%	11,51%	11,44%

Tabla 9.3: Ahorro económico obtenido con la instalación fotovoltaica.

Como vemos el ahorro económico anual, a nivel porcentual será menor con el transcurso de los años debido a esta reducción en la producción de la instalación fotovoltaica, por desgaste, pero a nivel monetario aumentará debido a ese aumento progresivo del precio de compra de la energía (un ahorro de 1278 € el primer año, mientras que 25 años más tarde sería de 4303 €).

### 9.3 AMORTIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Lo primero que hay que calcular son los costes de todos los equipos empleados en la instalación. Conociendo el coste de cada equipo, la instalación en su conjunto tendrá un coste total de:

Precios por kW instalado (sin IVA)			
<b>Estructura</b>	0,159 €/Wp	10,4%	1.578,06 €
<b>Material eléctrico</b>	0,285 €/Wp	18,5%	2.817,54 €
<b>M.O. Montaje Estructura y Módulos</b>	0,090 €/Wp	5,9%	891,00 €
<b>M.O. Montaje Eléctrico</b>	0,040 €/Wp	2,6%	396,00 €
<b>Módulos</b>	0,619 €/Wp	40,3%	6.125,13 €
<b>Inversores e inyección cero</b>	0,344 €/Wp	22,4%	3.400,65 €
<b>TOTAL INSTALACIÓN</b>	<b>1,536 €/Wp</b>	<b>100%</b>	<b>15.208,38 €</b>
<b>Coste de la instalación neto</b>	<b>15.208 €</b>		

*Tabla 9.4: Coste neto de la instalación fotovoltaica.*

Conociendo el coste neto de la instalación y el ahorro económico conseguido con ella veremos que la amortización de esta se lleva a cabo en 11 años, como veremos en la tabla 9.5.

El coste del mantenimiento de la instalación será de 99 €/año, que sufrirá un ligero incremento cada año debido a subidas del IPC.





desconocimiento, es raro que supere los 1500 €, luego la amortización quedaría cubierta en 11 años igualmente.

Y vemos que el ahorro obtenido de la instalación fotovoltaica al final de su vida útil (25 años, aunque es probable de un buen rendimiento durante 5 años más), sería de unos **42243 €**, lo que equivaldría a casi 3 veces el coste de la instalación.



# **CAPÍTULO 10: CONCLUSIONES DEL PROYECTO Y LÍNEAS FUTURAS**





## 10.1 CONCLUSIONES

En cuanto a los objetivos perseguidos desde el comienzo de este TFG, hemos sido capaces de cumplirlos satisfactoriamente, consiguiendo:

- Se ha alcanzado un amplio conocimiento en el campo de la energía solar fotovoltaica, concretamente en instalaciones fotovoltaicas conectadas a red, que es el objeto de nuestro estudio, conociendo el equipo a aplicar en cada momento y que mejor se adapta a las características del cliente.
- Se ha usado satisfactoriamente la normativa y legislación vigente, basada en la conexión a la red eléctrica de baja tensión y de instalaciones fotovoltaicas menores a una determinada potencia (100 kWp), puesto que estas son las características que engloban a la instalación fotovoltaica que hemos diseñado.
- Se ha realizado un estudio aproximado de los consumos que tendrá la nave industrial, y con ello el conocimiento de las potencias que se van a contratar, lo que nos permite conocer la máxima potencia que podrá poseer nuestra instalación fotovoltaica y cuál es la óptima, de acuerdo con las normativas implicadas en el proyecto.
- Se ha llevado a cabo con solvencia, el estudio de los espacios disponibles, orientación e inclinación y sombras implicadas, determinando cual es la mejor ubicación, posición y tamaño para nuestra instalación, que, además, se adapta perfectamente a la potencia óptima acordada en el objetivo anterior.
- Se ha elegido, entre varios, del módulo fotovoltaico que mejor se adapta a nuestra instalación, en relación calidad/precio, mediante el estudio de la energía que es capaz de entregar en un año, el ahorro económico que nos proporcionaría a lo largo de los años y el tiempo requerido para su amortización.
- Se ha calculado con la mayor exactitud posible los esfuerzos de compresión que podría originar la instalación fotovoltaica sobre la cubierta, comprobando que esta será capaz de resistirlos y conocer las cargas por succión del viento que se originarán en los apoyos de la estructura soporte, para determinar el sistema de fijación más idóneo en la cubierta.
- La instalación fotovoltaica quedará amortizada tras 11 años de uso, cumpliéndose el objetivo inicial con exactitud, con lo que obtendremos, al menos, un ahorro económico durante 14 años y conseguiremos que la amortización tenga lugar durante el periodo de garantía del producto.

## 10.2 LÍNEAS FUTURAS

Hay varias vías por las que se puede ampliar el proyecto llevado a cabo en este TFG:

Se puede realizar un estudio mediante la incorporación de acumuladores eléctricos (baterías) y los equipos que estas requieren para su funcionamiento, como el regulador. Ya que, años atrás la instalación de baterías fotovoltaicas no estaba permitida en sistemas conectados a la red eléctrica, pero actualmente la ley sigue permite la instalación de estos equipos.

La inversión inicial de estos equipos suele ser bastante cara, pero tal vez se pueda obtener un importante ahorro económico si el tiempo de amortización es el ideal.

También se puede reformular la instalación fotovoltaica, sustituyendo el tipo de estructura soporte fija de los módulos, por una estructura inteligente que lleve incorporada sistemas de seguimiento solar, con lo que los módulos estarían siempre orientados en la mejor posición de captación solar posible.

La incorporación de este tipo de estructura inteligente es muy probable, que requiera de un nuevo lugar de la nave para su instalación, debido al aumento de cargas que suponen para la cubierta estos soportes, al ser más vulnerables a las acciones originadas por el viento y la nieve, y tener un mayor peso propio.

Por último se podría plantear, de cara al futuro, el vertido de la energía generada sobrante, en caso de haberla, a la red eléctrica, ya que se está empezando a hablar de lo que se conoce como “balance neto”, que nos da la posibilidad de que los excedentes volcados generen un derecho que permita compensarse con la electricidad suministrada por la compañía distribuidora, es decir, que la energía que hemos generado y hemos vertido a la red por no tener la necesidad de consumirla (excedentes), nos la podrá devolver la compañía distribuidora en un momento dado, no cobrándonos por esa energía consumida (compensando el excedente con el déficit).



# BIBLIOGRAFÍA





**Aplicación de los interruptores automáticos de baja tensión.** Cuadernos de divulgación técnica, AFME, AENOR, 2014.

**Cálculo de corrientes de cortocircuitos.** GUÍA-BT-ANEXO 3, Ministerio de Ciencia y Tecnología. 2003.

**Catálogo de protecciones.** Legrand Group, 2017-2018.

**Criterios para la elección de un diferencial.** SMA.

**Curso de energía solar (1ª Edición).** Antonio Madrid Vicente. AMV Ediciones Mundi-Prensa, 2009.

**Curso tarifas eléctricas y reclamaciones a las compañías eléctricas (Versión 1.1).** Marceliano Herrero Sinovas, 2016.

**El libro blanco de la instalación.** Guía técnica de baja tensión. Prysmian Group, 2018.

**Energía solar fotovoltaica: Manual del proyectista.** Junta de Castilla y León, EREN, 2004.

**Errores más frecuentes en el cálculo de secciones y la elección del tipo de cable (Volumen 01).** Pysmian Group, 2018.

**Estudio de la afectación de las sombras en un panel fotovoltaico.** Jordi Pallejà Cabré, Universitat Rovira i Virgili, 2012.

**Fotovoltaica para profesionales (1ª Edición).** Falk Antony, Christian Dürschner, Karl-Heinz Remmers. Solarpraxis, 2006.

**Guía de aplicación de protección de sistemas fotovoltaicos.** EATON, 2014.

**Información técnica Disyuntor.** SMA.

**Instalaciones solares fotovoltaicas (1ª Edición).** José Roldán Viloría. Ediciones Paraninfo, 2010.

**Manual de instalación y uso INGECON SUN 1Play TL M.** Ingeteam, 2017.

**Manual del regulador de autoconsumo instantáneo ITR 2.0.** Lacedal, 2017.



**Manual para instalaciones fotovoltaicas autónomas.** José A. Alonso Lorenzo.

**Sistemas de inyección cero ¿SI o NO?** David Calvo Sanz, Monsolar Ingeniería, 2016.

**Tipologías de instalaciones solares fotovoltaicas permitidas.** Junta de Castilla y León, 2012.

### **NORMATIVA EMPLEADA**

**Código Técnico de la Edificación (CTE)**, específicamente el **Documento Básico de Seguridad Estructural Acciones en la Edificación (DB-SE-AE)**. Ministerio de Fomento, 2006.

**Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.** Jefatura del Estado. BOE, 2013.

**Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red.** IDAE, 2011.

**Real decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.** Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. BOE, 2011.

**Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.** Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. BOE, 2007.

**Real decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.** Ministerio de Industria, Energía y Turismo. BOE, 2015.

**Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT)**, de 2002. Concretamente la **ITC-BT-07, 08, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 40.**



## PAGINAS WEB

<http://roble.pntic.mec.es/adog0009/5.html> (fecha última consulta: Junio de 2018)

<https://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn192.html> (fecha última consulta: Junio de 2018)

<https://bricos.com/2013/04/que-es-un-interruptor-diferencial-te-decimos-como-funciona-sus-aplicaciones-y-clases/> (fecha última consulta: Junio de 2018)

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?lang=es&map=europe> (fecha última consulta: Julio de 2018)

<http://www.censolar.es/menu7.htm#fot> (fecha última consulta: Mayo de 2018)

<http://www.sitiosolar.com/la-historia-de-la-energia-solar-fotovoltaica/> (fecha última consulta: Abril de 2018)

<https://solar-energia.net/historia> (fecha última consulta: Abril de 2018)

<http://www.energiza.org/solar...solar.../624-historia-de-la-energia-solar-fotovoltaica> (fecha última consulta: Abril de 2018)

## CATÁLOGOS DE PRECIOS

**Catálogo de productos TECHNOSUN.** Inversores de conexión a red, paneles fotovoltaicos. 2018.

**Catálogo on-line matmax.** Cableado Prysmian. 2018.

**Tarifa ALBASOLAR.** Paneles fotovoltaicos. 2018.

**Tarifa fotovoltaica grupo Cadielsa.** Estructuras soporte. 2017.

**Tarifa legrand.** Protecciones eléctricas. 2018.