



**UNIVERSITAT JAUME I**

**Grado en ingeniería mecánica**

**Auditoría energética de la instalación de  
iluminación e instalación solar  
fotovoltaica para autoconsumo de una  
nave industrial**

**TRABAJO FINAL DE GRADO**

AUTOR/A: Lorena Terrado Blanco

TUTOR: Enrique Belenguer Balaguer

Castellón, Abril 2017



## **AGRADECIMIENTOS**

En primer lugar me gustaría agradecer toda la ayuda recibida por parte de Enrique Belenguer Balaguer, pues me ha ayudado a definir el proyector así como poderlo llevar a cabo.

Por otro lado me gustaría agradecer la ayuda recibida por parte de Francisco José Colomer Mendoza en la comprobación de la inversión económica y en los presupuestos.

Por último, agradecer a mi familia por todo el apoyo, comprensión y paciencia a lo largo de estos últimos años para poder llegar a este momento y durante la realización del proyecto.



# ÍNDICE GENERAL

1. MEMORIA DESCRIPTIVA
2. CÁLCULOS
3. PLANOS
4. PLIEGO DE CONDICIONES
5. MEDICIONES
6. PRESUPUESTO
7. ESTUDIO ECONÓMICO
8. ANEXO I: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA
9. ANEXO II: CATÁLOGOS

# ÍNDICE DE FIGURAS

## MEMORIA

Figura 1: Diferentes fuentes de energía	7
Figura 2: Efecto fotovoltaico	9
Figura 3: Corte transversal de un módulo fotovoltaico	18
Figura 4: Fabricación de los módulos fotovoltaicos	18
Figura 5: Eficiencia de varios inversores según la carga	21
Figura 6: Formas de colocar los módulos fotovoltaicos	22
Figura 7: Estructura fija	22
Figura 8: Estructura móvil	23
Figura 9: Estructura móvil de un eje	23
Figura 10: Estructura móvil de doble eje	24
Figura 11: Efecto de la corriente eléctrica sobre el cuerpo humano	25
Figura 12: Esquema de los contactos directos	26
Figura 13: Esquema unifilar de una instalación fotovoltaica conectada a red	28,54
Figura 14: Diagrama de Gantt	68

## ANEXO I: CÁLCULOS

Figura 15: Método de la varilla	33
Figura 16: Representación del ángulo de azimut	33
Figura 17: Inclinación óptima de los módulos	33
Figura 18: Representación del ángulo de acimut o azimut	33
Figura 19: Esquema de la línea Sol-Tierra	36
Figura 20: Esquema de la colocación de los módulos	37
Figura 21: Representación de sombras generadas por objetos	42
Figura 22: Colocación de los paneles en serie	43
Figura 23: Características del inversor	59,61
Figura 24: Irradiación solar global sobre plano horizontal en Sagunto, Gdm(0)	71

## **PLIEGO DE CONDICIONES**

Figura 16y17: Inclinación y orientación de los módulos fotovoltaicos_____	29
Figura 18: Ángulo de Azimut_____	31
Figura 25: Diagrama de trayectorias del sol_____	34
Figura 26: Ángulo de azimut respecto a la elevación_____	37
Figura 21: Distancia de obstáculos y módulos_____	38

## **ESTUDIO ECONÓMICO**

Figura 27: Grafica del VAN y TIR de la instalación de autoconsumo_____	9
Figura 28: Grafica del VAN y TIR de la instalación_____	11

# ÍNDICE DE TABLAS

## MEMORIA

Tabla 1: Niveles mínimos de iluminación según RD486/1997 _____	40
Tabla 2: Distribución de las horas y las tareas a realizar _____	47
Tabla 3: Valor de la eficiencia que se consigue durante 25 años _____	48
Tabla 4: Características del inversor _____	50
Tabla 5: Características generales del campo solar _____	51
Tabla 6: Intensidades admisibles al aire 40°C para cableado en superficie _____	52
Tabla 7: Intensidad máxima admisible para cables con conductores de cobre _____	52
Tabla 8: Relación entre las secciones de los conductores de producción y los de fase _____	53
Tabla 9: Diámetros exteriores mínimos de los tubos en canalizaciones fijas en superficie _____	53
Tabla 10: Diámetros exteriores mínimos de los tubos en canalizaciones enterradas _____	54
Tabla 11: Resumen de las secciones y diámetro del cableado y del entubado _____	54
Tabla 12: Valores para el cálculo y resultados de energía inyectada cada mes _____	61
Tabla 13: Distribución de las horas y las tareas a realizar _____	67

## ANEXO I: CÁLCULOS

Tabla 14: Tabla de asignación de la importancia para el criterio de elección _____	5
Tabla 15: Tabla de relación de los criterios _____	5
Tabla 16: Tabla de prioridad por las características de los sensores de presencia _____	6
Tabla 17: Tabla de asignación de la importancia para el criterio de elección _____	7
Tabla 18: Tabla de relación de los criterios _____	7
Tabla 19: Tabla de prioridad por las características de los sensores de presencia _____	8
Tabla 20: Tabla de asignación de la importancia para el criterio de elección _____	8
Tabla 21: Tabla de relación de los criterios _____	9
Tabla 22: Tabla de prioridad por las características de los pulsadores _____	9
Tabla 23: Consumo eléctrico de la iluminaria general por fases _____	12

Tabla 24: Consumo eléctrico de la iluminaria en zonas de trabajo _____	13
Tabla 25: Clasificación luminaria por fase y tipo _____	13
Tabla 26: Consumo eléctrico de la iluminaria general por fases equilibradas _____	15
Tabla 27: Consumo eléctrico de la iluminaria en zonas de trabajo _____	16
Tabla 28: Flujo de caja para 6 años en lámparas de inducción _____	17
Tabla 29: Consumo eléctrico de la iluminaria LED general por fases equilibradas _____	19
Tabla 30: Consumo eléctrico de la iluminaria en zonas de trabajo _____	19
Tabla 31: Flujo de caja para 6 años en lámparas LED _____	21
Tabla 32: Datos sobre los diferentes paneles fotovoltaicos _____	23
Tabla 33: Datos sobre los diferentes paneles fotovoltaicos _____	23
Tabla 34: Datos de la primera selección de módulos en función de la eficiencia _____	24
Tabla 35: Datos de la segunda selección de módulos en función de la tolerancia _____	24
Tabla 36: Datos de los módulos con su garantía de potencia nominal lineal _____	25
Tabla 37: Datos de los módulos con sus precios y ratio €/w _____	25
Tabla 38: Datos para hallar la temperatura de la célula, las pérdidas y el coeficiente de corrección y su solución _____	26
Tabla 39: Tabla de asignación de la importancia para el criterio de elección _____	26
Tabla 40: Tabla de relación de los criterios _____	26
Tabla 41: Tabla de prioridad por las características de los módulos _____	27
Tabla 42: Pérdidas límite del código técnico _____	33
Tabla 6: Intensidades admisibles al aire 40°C para cableado en superficie _____	44,45,46
Tabla 43: Factor de corrección para agrupaciones en cables trifásicos _____	47
Tabla 7: Intensidad máxima admisible para cables con conductores de cobre en instalación enterrada _____	47,48,49,50,62
Tabla 44: Resumen de las diferentes secciones del cableado _____	50
Tabla 8: Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase _____	51
Tabla 45: Secciones para cableado y secciones con protecciones _____	51
Tabla 9: Diámetros exteriores mínimos de los tubos en canalizaciones fijas en superficie _____	52,53

Tabla 10: Diámetros exteriores mínimos de los tubos en canalizaciones enterradas_____	52,54
Tabla 11: Resumen de las secciones y diámetro del cableado y del entubado_____	54
Tabla 46: Corrientes nominales normalizadas_____	55,56,59,60,61
Tabla 47: Corriente convencional de fusión_____	55, 61
Tabla 48: Fórmulas para estimar la resistencia de tierra en función de la resistividad del terreno y las características del electrodo_____	64
Tabla 49: Valores medios aproximados de la resistividad en función del terreno_____	64
Tabla 50: Parámetros por pérdidas de temperatura_____	65
Tabla 51: Tabla del factor de corrección de la energía solar incidente sobre superficies inclinadas, K_____	69
Tabla 52: Datos de irradiancia en la instalación fotovoltaica_____	70
Tabla 53: Pérdidas de la instalación_____	70
Tabla 54: Resultados del Performance Ratio_____	70
Tabla 12: Valores para el cálculo y resultados de energía inyectada cada mes_____	71

## **PLIEGO DE CONDICIONES**

Tabla 55: Generador $P_{mp}=1kWp$ , inclinado $35^\circ(\beta=35^\circ)$ y orientado al sur ( $\alpha=0^\circ$ )_____	21
Tabla 56: Coeficientes_____	27
Tabla 57: Tabla de referencia_____	37
Tabla 58: Factor k_____	38

## **ESTUDIO ECONÓMICO**

Tabla 59: Gastos de mantenimiento y seguro_____	6
Tabla 60: Datos de partida de la instalación fotovoltaica de autoconsumo_____	9
Tabla 61: Resultados del análisis de viabilidad de autoconsumo_____	9
Tabla 62: Resultado de la instalación de autoconsumo_____	10
Tabla 63: Datos de partida de la instalación fotovoltaica conectada a red_____	11
Tabla 64: Resultados del análisis de viabilidad_____	11
Tabla 65: Resultado de la instalación_____	12



MEMORIA  
DESCRIPTIVA



## ÍNDICE:

<b>1. OBJETO</b>	<b>5</b>
<b>3. ALCANCE</b>	<b>6</b>
<b>4. ANTECEDENTES</b>	<b>7</b>
<b>3.1. Energía solar fotovoltaica</b>	<b>8</b>
<b>3.2. Efecto fotovoltaico</b>	<b>9</b>
<b>3.3. Historia de la energía solar fotovoltaica</b>	<b>10</b>
• Primera utilización de los paneles	10
• Aplicación de los paneles solares fotovoltaicos en actividades terrestres.	11
• La energía solar fotovoltaica en los últimos años	12
• El futuro de la energía solar fotovoltaica.	13
<b>3.4. Tipos de sistemas</b>	<b>14</b>
• Instalación aislada (sistema Stand-Alone u off-grid)	14
• Instalación conectada a la red (Grid connected, on-grid o t-grid)	15
• Instalación híbrida	16
<b>3.5. Elementos de los sistemas conectados a red</b>	<b>16</b>
3.5.1. Introducción	16
3.5.2. Módulos solares fotovoltaicos	17
3.5.3. Inversor	20
3.5.4. Estructura soporte de los módulos	22
3.5.5. Protecciones	25
3.5.6. Modo de funcionamiento	28
<b>3.6. Tipos de celdas</b>	<b>29</b>
- Silicio Monocristalino:	29
- Silicio Policristalino:	29
- Silicio Amorfo:	29
<b>3.7. Ventajas de la energía fotovoltaica en cubierta</b>	<b>29</b>
<b>3.8. Panorama de la energía solar fotovoltaica y normativa</b>	<b>30</b>
<b>4. NORMAS Y REFERENCIAS</b>	<b>33</b>
<b>4.1. Disposiciones legales y normas aplicadas</b>	<b>33</b>
<b>4.2. Programas de cálculo</b>	<b>34</b>
<b>4.3. Bibliografía</b>	<b>34</b>
<b>5. DEFINICIONES Y ABREVIATURAS</b>	<b>37</b>
<b>6. AUDITORÍA ENERGÉTICA</b>	<b>40</b>
<b>6.1. REQUISITOS DE ILUMINACIÓN</b>	<b>40</b>
<b>6.2. CONSUMO ENERGÉTICO</b>	<b>41</b>

6.3.	<b>INVENTARIO DE LUMINARIAS</b>	<b>41</b>
6.4.	<b>DESEQUILIBRIO DE FASES</b>	<b>43</b>
6.5.	<b>SUSTITUCIÓN LUMINARIAS POR INDUCCIÓN</b>	<b>44</b>
6.6.	<b>SUSTITUCIÓN LUMINARIAS POR LED</b>	<b>44</b>
6.7.	<b>CONTROL DEL FLUJO LUMÍNOZO</b>	<b>45</b>
<b>7.</b>	<b><i>DISEÑO DE LA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA</i></b>	<b>46</b>
7.1.	<b>REQUISITOS DE DISEÑO</b>	<b>46</b>
7.1.1.	UBICACIÓN	46
7.1.2.	POTENCIA A INSTALAR	46
7.1.3.	DESCRIPCIÓN DE LA NAVE	46
7.2.	<b>ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN</b>	<b>46</b>
7.2.1.	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	46
7.2.2.	INVERSOR	48
7.2.3.	CAMPO SOLAR	50
7.2.4.	CABLEADO Y ENTUBADO	51
7.2.5.	PROTECCIONES ELÉCTRICAS	54
7.2.6.	PUESTA A TIERRA	57
7.2.7.	ESTRUCTURA SOPORTE	58
7.3.	<b>ESTUDIO ENERGÉTICO</b>	<b>59</b>
7.3.1.	PÉRDIDAS DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	59
7.3.2.	MÉTODO DE ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN	60
7.3.3.	ESTIMACIÓN DE LA ENERGÍA INYECTADA	61
<b>8.</b>	<b><i>ESTUDIO ECONÓMICO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA</i></b>	<b>62</b>
8.1.	<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>62</b>
8.2.	<b>SUPUESTOS Y ESTIMACIONES</b>	<b>62</b>
8.3.	<b>RENTABILIDAD DEL PROYECTO</b>	<b>62</b>
8.4.	<b>RESULTADO DE ANÁLISIS DE AUTOCONSUMO</b>	<b>63</b>
8.5.	<b>RESULTADO DE ANÁLISIS DE VENTA DE ENERGÍA</b>	<b>63</b>
8.6.	<b>EVALUACIÓN DE RESULTADOS</b>	<b>64</b>
<b>9.</b>	<b><i>CONCLUSIONES</i></b>	<b>64</b>
<b>10.</b>	<b><i>PLANIFICACIÓN</i></b>	<b>66</b>
10.1.	PLANIFICACIÓN DEL TRABAJO	66
10.2.	DIAGRAMA DE GANTT	68
<b>11.</b>	<b><i>ORDEN DE PRIORIDAD ENTRE LOS DOCUMENTOS</i></b>	<b>69</b>

## 1. OBJETO

El presente proyecto tiene dos objetivos.

1. Una auditoría energética del sistema de iluminación, reemplazando las luminarias por tecnologías de menor consumo eléctrico (comparando el uso de tecnología LED e inducción), así como un sistema de gestión basado en la modulación del flujo lumínico en función de la presencia de movimiento.
2. El diseño y cálculo de una instalación solar fotovoltaica de 100kWde autoconsumo pero conectada a la red que permita el suministro eléctrico del sistema de alumbrado interior de la planta principal de la empresa NSG de Puerto de Sagunto.

Según el Real Decreto 900/2015 artículo 4 y Ley 24/2013 artículo 9. Lo dispuesto en el real decreto resulta de aplicación a las instalaciones conectadas en el interior de una red, aun cuando no viertan energía a las redes de transporte y distribución en ningún instante, acogidas a cualquiera de las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica a), b), y c), definidas en el artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Se establece la siguiente clasificación de modalidades de autoconsumo:

- a) Modalidad de autoconsumo 1:** Corresponde a las instalaciones de generación de energía eléctrica destinadas al consumo propio y que no estuvieran dadas de alta en el correspondiente registro como instalación de producción. Sólo existe un único sujeto, el consumidor. La potencia contratada en esta modalidad no puede ser superior a 100kW.
- b) Modalidad de autoconsumo 2:** Cuando se trate de un consumidor de energía eléctrica que esté asociado a una o varias instalaciones de producción debidamente inscritas en el registro de instalaciones de producción de energía eléctrica. Existen dos sujetos, el productor y el consumidor. La suma de las potencias de producción de esta modalidad será igual o inferior a la contratada.  
Es obligatorio disponer de un equipo de medida bidireccional que mida la energía generada neta. Y un equipo de medida que registre la energía consumida total.
- c) Modalidad de autoconsumo 3:** Cuando se trate de un consumidor conectado a través de una línea directa con una instalación de producción. Cuando se trate de un consumidor asociado a una instalación de producción debidamente inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica a la que estuviera conectado a través de una línea directa.

Por lo tanto, con lo establecido en el Real Decreto 900/2015, la instalación fotovoltaica a diseñar es una instalación de autoconsumo de modalidad 2, conectada a red con un equipo de medida bidireccional a la salida de la instalación.

### **3. ALCANCE**

El ámbito de actuación del presente proyecto es la empresa PILKINGTON AUTOMOTIVE S.A. Localizada en el polígono industrial "Parc Sagunto" de la localidad de Puerto de Sagunto, localizada en el este de España, y perteneciente a la provincia de Valencia. Con latitud N39°39'43.92" y longitud de 00°13'2.96".

Para un mayor detalle sobre la ubicación de la zona de actuación acudir al anexo de planos adjunto a este proyecto, concretamente a los planos de situación y localización, planos 1 y 2.

Este proyecto está encaminado a una mejora de la empresa PILKINGTON AUTOMOTIVE S.A. Se pretende reducir el consumo eléctrico del sistema de iluminación de la planta principal, primeramente con la instalación de detectores de presencia para el apagado y encendido automático tanto en oficinas como en baños, el cambio de las lámparas para la colocación de otras con mayor eficiencia, el cálculo de la potencia consumida y el equilibrado de las fases para un menor consumo de potencia eléctrica.

Por otro lado se pretende reducir el consumo mediante la aplicación de energías sostenibles. Con ello, la empresa podrá disfrutar de las ventajas del uso de la energía renovable y sostenible, tanto económica como ambientalmente, ya que la disminución del consumo eléctrico de energías convencionales ayudará a la reducción de las emisiones de los gases de efecto invernadero.

Por ello se instalará en la cubierta de la nave principal las placas fotovoltaicas, una instalación de 100kW total para toda la nave, así como los inversores, protecciones, cableado y entubados necesarios para la instalación de las placas fotovoltaicas.

Puesto que la planta tiene un consumo alto de energía por el sistema de iluminación, tanto general como en los puestos de trabajo, no se hará una instalación aislada de la instalación fotovoltaica. Ya que se estima algunos días en los cuales el generador fotovoltaico no podrá suministrar energía durante todo el día y se necesitará el apoyo del suministro eléctrico convencional. Así como otros días cuyo generador fotovoltaico podría generar más energía en las horas de mayor irradiancia y se pueda verter a red. Por lo tanto se instalará un sistema conectado a red, el cual puede verter o coger energía de la red eléctrica en cuyos momentos sea necesario. Pero con la iluminación de la planta conectada también al generador fotovoltaico.

## 4. ANTECEDENTES

Actualmente la principal fuente de generación de energía es de tipo no renovable (carbón, gas natural, petróleo o uranio). Estas cubren la mayor parte de la demanda energética mundial, pero causan un gran impacto medioambiental. Por esta razón empieza a ser más común el uso de energías renovables, ya que son más limpias y cuidadosas con el medioambiente.

Las fuentes renovables son fuentes de energía inagotables y cada día aumenta su importancia y representan una parte de la producción de energía, pero aún es reducida. Estas fuentes de energía inagotable son:

- Energía hídrica, que es obtenida a partir de un curso de agua y se puede aprovechar por los desniveles del agua.
- Energía eólica, la cual proviene del viento.
- Energía geotérmica, esta proviene del aprovechamiento del calor del interior de la tierra.
- Energía marítima, esta se produce por el movimiento de la subida y la bajada del agua del mar.
- Energía de las olas, consiste en aprovechar el movimiento ondulatorio de las masas de agua.
- Energía biomasa, es el aprovechamiento energético de los bosques o de los residuos de la agricultura, industria alimentaria o de las plantas de los tratamientos de aguas residuales, con todo ello se produce biogás y biodiesel.
- Energía solar, la cual se centra este proyecto. Esta energía proviene de la luz del sol, después de ser captada puede ser transformada en energía eléctrica o en térmica.

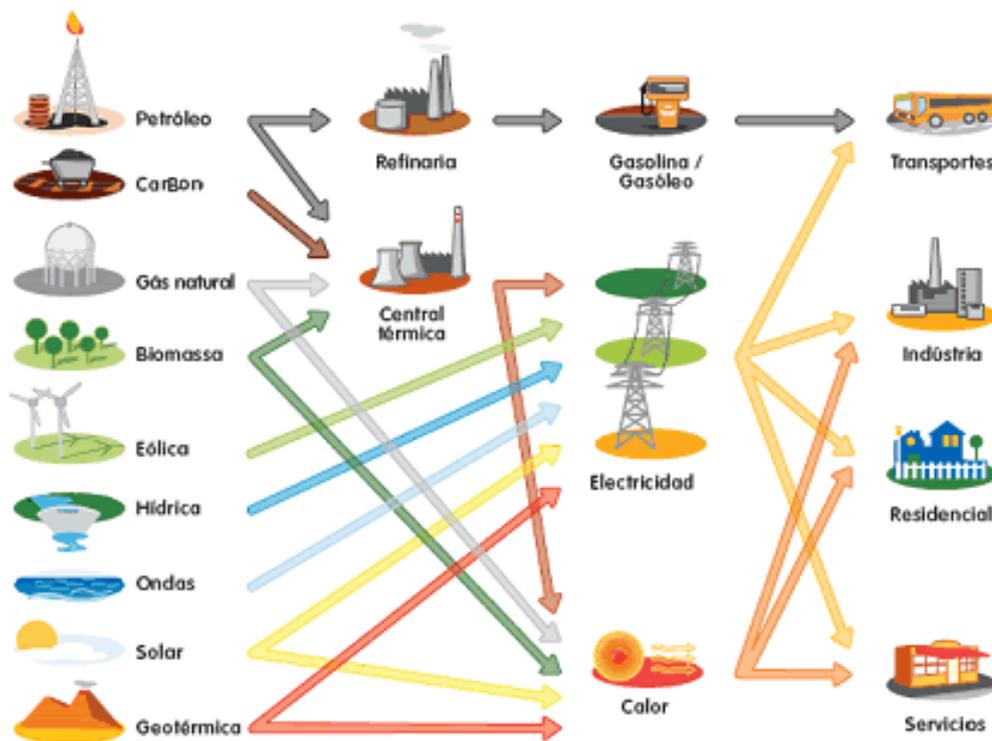


Figura 1: Diferentes fuentes de energía

### **3.1. Energía solar fotovoltaica**

La energía solar fotovoltaica se obtiene a través de la transformación directa de la energía del sol en energía eléctrica. Esta energía se llega a transformar gracias a los módulos o paneles fotovoltaicos que están compuestos de células fotovoltaicas. Estas células son dispositivos electrónicos basados en semiconductores de silicio que generan una corriente eléctrica de forma directa al incidir la luz solar, mediante el efecto fotoeléctrico.

Las células fotovoltaicas se combinan en serie para poder aumentar la tensión, y en paralelo para aumentar la corriente. Estas combinaciones generan las distribuciones industriales de ramas, con paneles en serie y en paralelo.

Los paneles comerciales que se instalan están constituidos por decenas de células individuales encapsuladas en el mismo marco, estas células están formadas por una o varias láminas de material semiconductor, y recubiertas de un vidrio transparente que deja pasar la radiación solar y minimiza las pérdidas de calor.

Las células solares convencionales, como se ha comentado anteriormente, se fabrican de silicio. Al fabricarse con este material son bastante eficientes, con unos rendimientos medios de 14-17%, aunque también son caras de producir por la alta dependencia en la disponibilidad del silicio. Por ello se han comenzado a fabricar con otros materiales más baratos, llamándolas "células de segunda generación", aunque sus rendimientos son entre el 10% y 12%.

La obtención de la energía solar es sencilla e inagotable, además de limpia y respetuosa con el medioambiente. La producción de esta se va a explicar a continuación.

La luz del sol incide en las células fotovoltaicas de los paneles, creándose un campo de electricidad entre las capas de las células. Por esto se genera un circuito eléctrico, así que cuanto más intensa sea la luz mayor será el flujo de electricidad generada.

Las células fotoeléctricas transforman la energía solar en electricidad (corriente continua) y ésta se transforma a corriente alterna mediante un inversor. El inversor transforma la corriente continua en corriente alterna con las mismas características que la de la red eléctrica a la que se vierte la electricidad. Esta corriente alterna pasa por un contador que la cuantifica y se inyecta a la red eléctrica, o se usa directamente para el autoconsumo.

### 3.2. Efecto fotovoltaico

Anteriormente se ha comentado el efecto fotovoltaico, este hace posible la transformación de energía solar en energía eléctrica. A grandes rasgos se va a explicar el efecto fotovoltaico, este efecto convierte la luz en electricidad a través de un material que absorbe los fotones de la luz, pero parte de ellos se pierden ya que la radiación incidente se pierde por reflexión (rebota). Estos electrones que consiguen atravesar la célula, se desplazan intercambiando posiciones de una capa a otra y produciendo una corriente eléctrica proporcional a la radiación solar.

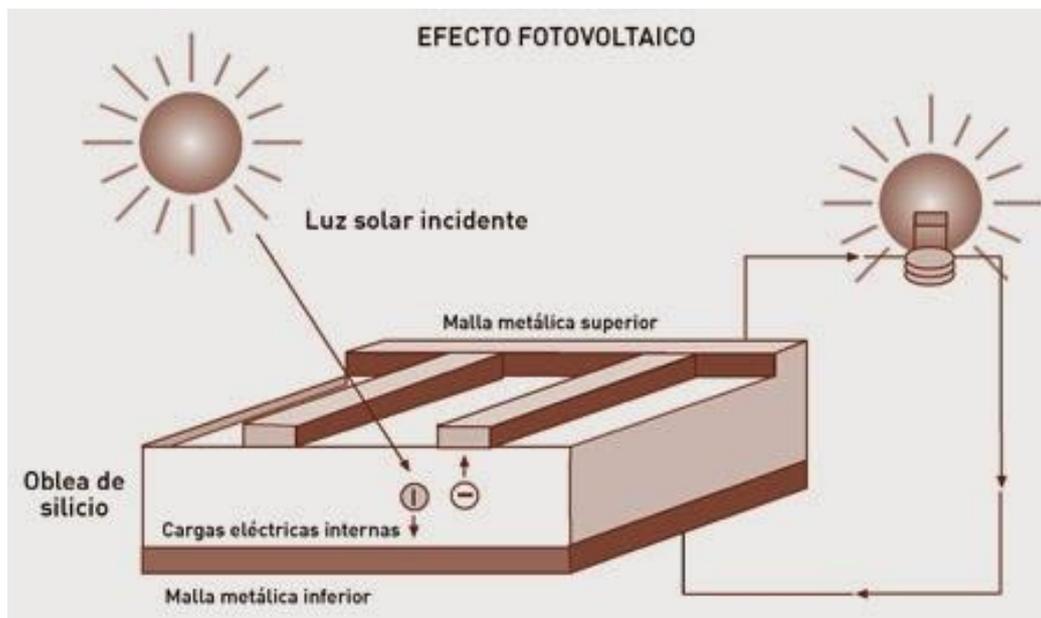


Figura 2: Efecto fotovoltaico

Cuanta más energía solar reciba la célula mayor será la energía eléctrica que se generará ya que mayor será el número de electrones conductores que se creen. Esto determinará que un panel solar tenga un rendimiento bajo a primeras horas de la mañana y alto al mediodía cuando más fuerte incida los rayos del sol en la superficie de la placa solar. Es importante que los fotones solares choquen con las células de la forma más perpendicular posible ya que su energía liberada será mayor, por eso es fundamental que la inclinación de la placa sea acorde a los meses del año en que más se va a utilizar la instalación solar.

En la parte superior de las placas también hay un vidrio, el cual protege a las células de los agentes ambientales externos, y una capa antirreflexiva, que tiene como función conseguir que el mayor número de fotones sean absorbidos, y que sólo una pequeña parte reboten y sean devueltos a la atmosfera

### **3.3. Historia de la energía solar fotovoltaica**

El efecto fotovoltaico fue reconocido por primera vez en 1839 por el físico francés Alexandre-Edmond Becquerel. Sus estudios sobre el espectro solar, magnetismo, electricidad y óptica son el pilar científico de la energía fotovoltaica.

En 1883 el inventor norteamericano Charles Fritts construyó la primera celda solar con una eficiencia del 1%. La primera celda solar fue construida utilizando como semiconductor el Selenio con una muy delgada capa de oro. Debido al alto costo de esta celda se utilizó para usos diferentes a la generación de electricidad. Las aplicaciones de la celda de Selenio fueron para sensores de luz en la exposición de cámaras fotográficas.

La celda de Silicio que hoy día utilizan proviene de la patente del inventor norteamericano Russell Ohl. Fue construida en 1940 y patentada en 1946.

La época moderna de la celda de Silicio llegó en 1954 en los laboratorios Bells. Accidentalmente experimentando con semiconductores se encontró que el Silicio con algunas impurezas era muy sensitivo a la luz.

- **Primera utilización de los paneles**

La primera utilización práctica de la generación de energía con celdas fotovoltaicas fue en los dos primeros satélites geoestacionarios de URSS y USA.

Los avances logrados con la celda de silicio en 1954 contribuyeron a la producción comercial, lográndose una eficiencia del 6%.

La URSS lanzó su primer satélite espacial en el año 1957, y los EEUU un año después, el 1 de Febrero de 1958. En el diseño de este se usaron células solares creadas por Peter Iles en un esfuerzo encabezado por la compañía Hoffman Electronics.

La primera nave espacial que usó paneles solares fue el satélite norteamericano Explorer 1, lanzado en Febrero del año 1958. Este evento generó un gran interés en la producción y lanzamiento de satélites geoestacionarios para el desarrollo de las comunicaciones, en los que la energía provendría de un dispositivo de captación de la luz solar. Fue un desarrollo de gran importancia que estimuló la investigación buscando paneles cada vez más eficientes y motivó a la industria de la tecnología. El primer mercado de los paneles fotovoltaicos fue entonces dirigido al sector aeroespacial.

Los resultados positivos de la misión Explorer 1 marcaron una pauta en el desarrollo de las comunicaciones y los paneles fotovoltaicos.

La celda de Silicio entró en el escenario de la industria y empezó el desarrollo de tecnologías en la producción. El primer paso fue buscar paneles más eficientes. Esto se logró en 1970, la primera célula solar con heteroestructura de arseniuro de galio (GaAs) y altamente eficiente se desarrolló en la UniónSoviética por ZhoreAlferov.

El caso más representativo hoy día del uso de los paneles fotovoltaicos en el sector aeroespacial está en la Estación Espacial Internacional. La energía utilizada viene de 16 estructuras de 72 metros de envergadura por 12 metros de ancho, 864 metros cuadrados de paneles solares en cada una de ellas.

- **Aplicación de los paneles solares fotovoltaicos en actividades terrestres.**

Pese al gran éxito de la tecnología fotovoltaica en el espacio, el coste de los paneles solares seguía siendo demasiado alto para hacerlo competitivo en aplicaciones terrestres.

Esta situación cambió cuando a principios de los años 70 el Dr. Elliot Berman con la ayuda financiera de EXXON consiguió crear una célula solar mucho más barata que reducía el coste por vatio de 100\$ a 20\$. Para ello empleo un silicio con un grado de pureza menor y unos materiales encapsulantes más baratos.

Esta importante rebaja de los costes cambió totalmente la situación e hizo posible que el empleo de paneles fotovoltaicos empezara a ser económicamente viable en instalaciones aisladas de la red eléctrica. Empezó a resultar más barato instalar células solares que trazar toda una línea de cableado o realizar un mantenimiento periódico para cambiar las baterías gastadas por otras cargadas.

Las aplicaciones prácticas de la energía solar fotovoltaica empezaron entonces a multiplicarse (electricidad para la protección contra la corrosión de oleoductos y gaseoductos, iluminación de boyas marinas y faros, repetidores de sistemas de telecomunicaciones y sistemas de iluminación en líneas férreas). Para todas estas finalidades, la instalación de paneles solares resultaba mucho más rentable económicamente y más eficiente.

Tal fue el impulso que esta tecnología recibió, que en el año 1975 las aplicaciones terrestres habían ya superado a las espaciales. Poco a poco, en las siguientes décadas, se fueron encontrando nuevas aplicaciones para la energía solar fotovoltaica que siguieron desarrollando el uso de esta tecnología.

En los años 70, surgió la idea de potenciar las bombas de extracción de agua con paneles solares. De esta manera se hacía viable la obtención de agua de acuíferos en zonas rurales sin acceso a la electricidad. Esta aplicación se ha extendido por todo el mundo desde entonces, incluso en zonas electrificadas, y ha sido especialmente beneficioso en las zonas empobrecidas del planeta.

En la década de los 80 surgieron las iniciativas para electrificar las sociedades de los países empobrecidos. En estas sociedades la electrificación no podía basarse en el modelo energético usado de los países enriquecidos de grandes centrales y un sistema de distribución. Resultaba excesivamente costoso instalar toda una red eléctrica en unas sociedades en las que gran parte de la población estaba distribuida de manera muy dispersa en asentamientos rurales. Por estas razones se optó por sistemas de generación eléctrica en el mismo lugar de consumo y entre ellos por los paneles solares fotovoltaicos.

Los paneles solares ofrecían grandes ventajas frente a otras opciones empleadas como los generadores de queroseno. Una vez comprado el panel ya no era necesario la adquisición cada poco tiempo de combustible para hacerlo funcionar lo que suponía un menor grado de dependencia del exterior (las baterías seguía siendo necesario importarlas). Por otro lado buena parte de las sociedades empobrecidas del planeta se encuentran en zonas tropicales y subtropicales con abundante y potente sol lo que facilita y favorece el empleo de la energía solar. Numerosos han sido los proyectos que se han llevado a cabo (y que se siguen llevando) en este sentido y muchas son las familias que disfrutan de electricidad solar en varios países empobrecidos del mundo.

También a partir de los años 80 aparecen las primeras casas con electrificación fotovoltaica en los países desarrollados. Este concepto propone establecer un sistema de provisión de energía

descentralizado en el que cada hogar se genera su propia energía en vez de establecer una gran central y un sistema de distribución de la misma

- **La energía solar fotovoltaica en los últimos años**

En la década de los 90 y en los primeros años del Siglo XXI, las células fotovoltaicas han experimentado un continuo descenso en su coste junto con una ligera mejora de su eficiencia. Estos factores unidos al apoyo por parte de algunos gobiernos hacia esta tecnología han provocado un espectacular impulso de la electricidad solar en los últimos años.

Entre las medidas de apoyo al sector llevadas a cabo por algunos gobiernos, destacan las leyes de primas que obligan a las compañías de luz a comprar la electricidad fotovoltaica a una tarifa mucho más alta que la de la venta, lo que ayuda a rentabilizar la instalación en un periodo de tiempo pequeño. Esta medida se ha aplicado en España y Alemania, entre otros países, con un enorme éxito propiciando un importante despegue de este tipo de tecnología. Además las instalaciones de equipo fotovoltaico han contado con muchas subvenciones en diversos países y administraciones que financiaban una parte importante de los costos facilitando su adquisición.

El concepto de huerta solar también ha tenido un importante éxito. La huerta solar es la asociación de varios inversores en paneles solares que forman una central generadora de energía compartiendo un mismo terreno y los diversos gastos. Normalmente se llevan a cabo en países que subvencionan las tarifas de venta de este tipo de energía. Este concepto ha animado a muchos inversores que han visto en ella una fuente de ingreso fija y fiable invirtiendo importantes cantidades de dinero en la generación eléctrica solar.

Junto con las instalaciones de pequeño y mediano tamaño se han construido grandes centrales fotovoltaicas.

En los últimos años, con la aparición de la tecnología de los paneles flexibles a precios asequibles, han proliferado también los gadgets solares destinados a recargar las baterías de numerosos artículos portátiles (teléfonos portátiles, cámaras de fotos, reproductores portátiles de música). Así como kits solares para electrificar las caravanas o barcos.

Ha sido tanta la expansión que ha tenido este sector que, en determinados momentos, incluso los fabricantes se han visto imposibilitados de aumentar su producción acorde a la demanda por escasear el silicio apto para los paneles solares.

La energía solar fotovoltaica es aún la forma de energía renovable más cara de cuantas se encuentran en el mercado pero dada la dinámica en la que se encuentra empieza a ser una certeza de que en pocos años podrá competir con el resto de recursos energéticos en general.

- **El futuro de la energía solar fotovoltaica.**

Diversos factores permiten ser optimistas acerca del futuro de la energía solar fotovoltaica. En primer lugar se sitúan los avances tecnológicos que se suceden en torno a esta tecnología y por otro el apoyo institucional brindado a las energías renovables por dos de las grandes potencias comerciales y de consumo del mundo (la UE y EEUU).

Los avances tecnológicos se basan en las alternativas a las células de silicio que ya empiezan a ser viables. Se tratan de películas finas y flexibles que tienen un coste de fabricación económico y unos rendimientos entre el 5% y el 20%.

Por un lado encontramos las tecnologías CIS (Cobre indio selenio) y CIGS (Cobre-indio-Galio-diselenido). Dado su carácter flexible y su muy reducido peso, se hará posible su aplicación en aviones, automóviles y cualquier otra superficie irregular. También su reducido coste permitirá su aplicación masiva en grandes superficies como tejados de naves industriales o de casas.

Por otro lado están en desarrollo las llamadas células orgánicas, con un rendimiento del 5% y las “dye-sensitized solar cells” (células solares del tipo sensibilizado por tinte) con un rendimiento próximo al 10%. Las primeras tienen grandes aplicaciones en la industria plástica mientras que las segundas permiten aplicárseles cualquier tipo de color e incluso hacerlas translúcidas, pudiéndose emplear para diversos fines, como en los vidrios domésticos funcionando bien con cualquier tipo de luz.

El apoyo institucional parece que puede ser decisivo. La UE aprobó en 2008 la llamada normativa 20-20-20 que además de obligar a la reducción del 20% de las emisiones de CO<sub>2</sub> para el 2020, obliga a que al menos el 20% de la energía de la Unión Europea provenga de fuentes renovables.

Desgraciadamente, desde hace unos años, la fuerza que había tomado las energías renovables en España, en especial la solar fotovoltaica, ha sido paralizada por los impuestos aplicados por el gobierno a las instalaciones tanto aisladas como conectadas a red (impuesto del sol), con sustanciales multas de más de un millón de euros por cada instalación. Hay que decir, que no se han cobrado y se está intentando eliminar este impuesto. Pero el aumento de los impuestos y la bajada de la compra del kWh, ha reducido las instalaciones solares fotovoltaicas puesto que la mayoría no salen rentables y podrían generar incluso pérdidas en algunas. Actualmente, se están volviendo a dar ayudas económicas para instalaciones solares fotovoltaicas aisladas, fomentando el uso de nuevo de las energías renovables y volviendo a coger fuerza poco a poco.

### 3.4. Tipos de sistemas

La tecnología solar fotovoltaica puede ser instalada de tres maneras, aislada de la red, conectada a la red y de forma híbrida con las dos anteriores.

- **Instalación aislada (sistema Stand-Alone u off-grid)**

Una instalación solar fotovoltaica aislada es un sistema de generación de corriente sin conexión a la red eléctrica que proporciona al propietario energía procedente de la luz del sol. Normalmente requiere el almacenamiento de la energía fotovoltaica generada en acumuladores solares o baterías, y permite utilizarla durante las 24 horas del día.

Los principales componentes que forman un sistema fotovoltaico aislado son:

- Módulos fotovoltaicos
- Regulador de carga, será usado para cargar en el sistema la energía. Como característica principal destacar que protege a la batería de sobrecargas por parte del generador fotovoltaico y de la descarga por exceso de uso. Puesto que ambos hechos afectan en el correcto funcionamiento del sistema.
- Inversor
- Sistema de acumulación (baterías de acumulación) está formado por un conjunto de acumuladores recargables, dimensionado de forma que garantice la suficiente autonomía de alimentación de la carga eléctrica. Las baterías que se utilizan con esta finalidad son acumuladores de tipo estacionario y sólo en casos muy especiales es posible utilizar baterías tipo automoción.

Las baterías para uso fotovoltaico tienen que cumplir los siguientes requisitos:

- Bajo valor de auto descarga
- Larga vida útil
- Mantenimiento casi nula
- Elevado número de ciclos de carga-descarga

La función del inversor en los sistemas aislados, al igual que en los sistemas conectados a red, es la de transformar corriente continua (CC) producida por el campo fotovoltaico, en corriente alterna (CA), necesaria para la alimentación directa de los usuarios. En este caso, el inversor tiene que estar dimensionado para poder alimentar directamente la carga que se le quiere conectar. Para estas instalaciones el uso de un inversor es incluso opcional, se podría elegir alimentar la carga directamente con corriente continua de baja tensión.

Las principales aplicaciones de los sistemas aislados de la red eléctrica son:

- Aplicaciones espaciales: Utilizado en los equipos electrónicos de satélites y naves espaciales.
- Sector de gran consumo: Calculadoras, relojes, etc.
- Telecomunicaciones: Existen multitud de equipos de telecomunicaciones situados en zonas de difícil acceso, alejados de la red eléctrica, alimentados por energía solar fotovoltaica. En estos casos, normalmente, la solución solar es la más económica y fiable. Son ejemplos característicos: repetidores de televisión, equipos de radio, antenas de telefonía móvil.

- Señalización: La señalización marítima y terrestre es una de las grandes aplicaciones de los sistemas fotovoltaicos. Así son numerosos los ejemplos en balizamiento de aeropuertos, señalización de carreteras y puertos.
- Bombeo: En pozos alejados de la red eléctrica, para el bombeo. Estas instalaciones se adaptan muy bien a las necesidades ya que en los meses más soleados, que es normalmente cuando más agua se necesita, es cuando más energía se produce. En estos sistemas el almacenamiento de energía suele ser en forma de energía potencial, bombeando el agua a depósitos elevados.
- Zonas protegidas: En parajes naturales, donde por motivos de protección ambiental se recomienda no instalar tendidos eléctricos aéreos, en ocasiones, resulta más rentable utilizar sistemas fotovoltaicos en lugar de tendidos subterráneos o grupos electrógenos que utilizan combustibles fósiles.
- Electrificación de viviendas aisladas: Si la distancia del punto de consumo a la red eléctrica es excesiva.
- Alumbrado de calles y carreteras: La posibilidad de utilizar sistemas de iluminación autónomos de fácil instalación y mínima obra civil hace que sea una solución adecuada en muchas ocasiones.

- **Instalación conectada a la red (Gridconnected, on-grid o t-grid)**

Los sistemas interconectados están permanentemente conectados a la red eléctrica nacional. En las horas de irradiación solar escasa o nula, cuando el generador fotovoltaico no produce energía suficiente para cubrir la demanda de electricidad, es la red la que proporciona la energía requerida. Viceversa, si durante las horas de irradiación solar el sistema fotovoltaico produce más energía de la que gasta, ésta se vierte a la red.

El usuario que invierte en una instalación de este tipo, sigue comprando la electricidad que consume a la distribuidora eléctrica al precio establecido, pero además se convierte en propietario de una instalación generadora de electricidad que puede facturar los kWh que produce.

Para que estas instalaciones sean técnicamente viables es necesario:

- La existencia de una línea de distribución eléctrica cercana con capacidad para admitir la energía producida por la instalación fotovoltaica.
- La determinación con la compañía distribuidora, del punto de conexión
- Proyectar un sistema que incluya equipos de generación y transformación de primera calidad, con las protecciones establecidas y debidamente verificados y garantizados por los fabricantes, de acuerdo a la legislación vigente.
- Una instalación realizada por un instalador especializado.

Los principales componentes que forman un sistema fotovoltaico son:

- Módulos fotovoltaicos
- Inversor para la conexión a red, en este caso es uno de los componentes más importante, ya que maximiza la producción de corriente del dispositivo fotovoltaico y optimiza el paso de energía entre el módulo y la carga. Los inversores para la conexión a la red eléctrica están equipados generalmente con un dispositivo electrónico que permite extraer la máxima potencia, paso por paso, del generador fotovoltaico.
- Protecciones del sistema

- Contador de energía bidireccional que mide la energía producida por el sistema fotovoltaico durante su periodo de funcionamiento.

Tanto para aplicaciones aisladas de la red eléctrica, como para las conectadas a ella es necesario cuidar la incorporación de los sistemas fotovoltaicos al entorno, rural o urbano.

Pero es, en las aplicaciones urbanas conectadas a red, en las que se unen exigencias urbanísticas a las motivaciones medioambientales, donde la integración tiene más relevancia. La demanda de energía del sector terciario en la Unión Europea está creciendo de forma significativa, por lo que la integración de sistemas fotovoltaicos en edificios, con aportaciones energéticas en las horas punta, contribuye a reducir la producción diurna de energía convencional.

Las aplicaciones de integración en edificios más frecuentes:

- Recubrimiento de fachadas
- Muros cortina
- Parasoles en fachada
- Pérgolas
- Cubiertas planas acristaladas
- Lucernarios en cubiertas
- Lamas en ventanas
- Tejas

Para conseguir una mejor integración del elemento fotovoltaico en los edificios es necesario tenerlo en cuenta desde el inicio del diseño del edificio. De esta manera se podrá conseguir mejorar el aspecto exterior y el coste del edificio al poderse sustituir elementos convencionales por los elementos fotovoltaicos.

- **Instalación híbrida**

Es una combinación de la instalación aislada y la conectada a red, de forma que se puede integrar de la mejor forma ambas fuentes de energía. Si se tiene suficiente energía para asistir a la instalación, se usará el sistema fotovoltaico y si procede se cargará las baterías con el excedente. Si el consumo es mayor a la generación mediante el sistema fotovoltaico se tomará la energía de la red eléctrica.

### **3.5. Elementos de los sistemas conectados a red**

#### **3.5.1. Introducción**

Una planta solar fotovoltaica cuenta con distintos elementos que permiten su funcionamiento, como son los paneles fotovoltaicos para la captación de la radiación solar, y los inversores para la transformación de la corriente continua en corriente alterna.

Para la conexión a red se utiliza un inversor que convierte la corriente continua de los paneles en corriente alterna. El inversor cumple además otras funciones, monitoriza el sistema y lo desconecta de la red si hay algún funcionamiento anormal. La conexión a red tiene la finalidad de verter la producción de energía realizada mediante un campo solar constituido por módulos fotovoltaicos.

### 3.5.2. Módulos solares fotovoltaicos

Generalmente, un módulo o panel fotovoltaico consiste en una asociación de células, encapsulada en dos capas de EVA (etileno-vinilo-acetato), entre una lámina frontal de vidrio y una capa posterior de un polímero termoplástico (tedlar) u otra lámina de cristal cuando se desea obtener módulos con algún grado de transparencia.

Este conjunto es enmarcado en una estructura de aluminio anodizado con el objetivo de aumentar la resistencia mecánica del conjunto y facilitar el anclaje del módulo a las estructuras de soporte.

Los materiales que envuelven a las células le dan rigidez para poder instalarlos en las estructuras o soportes y además le aporta una protección frente a los agentes externos. Estos materiales, anteriormente nombrados van a ser explicados detenidamente.

- Encapsulante: Constituido por un material que debe presentar una buena transmisión a la radiación, una degradación y una degradabilidad baja a la acción de los rayos solares.
- Cubierta exterior de vidrio templado: Además de facilitar la máxima transmisión luminosa, debe resistir las condiciones climatológicas más adversas y soportar cambios bruscos de temperatura.
- Cubierta posterior: Constituida normalmente por varias capas opacas que reflejan la luz que ha pasado entre los intersticios de las células, haciendo que vuelvan a incidir otra vez sobre éstas.
- Diodos de bypass: Protegen individualmente a cada panel de posibles daños ocasionados por sombras parciales. Deben ser utilizados en disposiciones en las que los módulos están conectados en serie.
- Marco de metal: Normalmente es de aluminio, que asegura rigidez y estanqueidad al conjunto, y lleva los elementos necesarios (generalmente taladros) para el montaje del panel sobre la estructura soporte.
- Caja de terminales: Incorpora los bornes para la conexión del módulo.



Figura 3: Corte transversal de un módulo fotovoltaico

El proceso de producción de un panel fotovoltaico partiendo de las obleas como materia prima, consta de las siguientes etapas:

1. Control de calidad de la oblea.
2. Limpieza y texturización de las obleas en tanques químicos.
3. Secado del anterior proceso.
4. Aplicación de una emulsión de fósforo e introducción al horno de difusión.
5. Limpieza en húmedo del óxido producido en la difusión anterior.
6. Aplicación de una capa antirreflectante.
7. Serigrafiado de la cara trasera.
8. Secado en un horno de infrarrojos de cinta.
9. Serigrafiado con pasta de plata en la cara delantera.
10. Secado de la pasta en horno de infrarrojos de cinta.
11. Control final de los paneles con una medición unitaria de la curva I-V.



Figura 4: Fabricación de los módulos fotovoltaicos

Finalmente, ha habido grandes avances en el estudio de las células fotovoltaicas para mejorar el aprovechamiento en la energía solar. Las principales investigaciones se centran en:

- **Células de alto rendimiento:** La Universidad Politécnica de Cataluña ha creado células fotovoltaicas de silicio cristalino que logran un rendimiento del 20.5%. Su funcionamiento es similar a las células convencionales, con la diferencia de que han logrado minimizar las pérdidas. Pero el record lo ha conseguido el Instituto Fraunhofer para Sistemas de Energía Solar, las empresas Soitec y CEA-Leti y el Helmholtz Center Berlín, utilizando una estructura de células multiunión (compuestas por varias capas delgadas) con cuatro subcélulas una eficiencia del 44,7% (Anunciado en Septiembre del 2013).

- **Células a partir de polímeros:** Es decir con plásticos. Las ventajas de estas células son la flexibilidad, la ligereza y un coste de fabricación bajo. El inconveniente es su bajo rendimiento, apenas un 5%. Sin embargo el profesor Tobin J. Marks, de la Universidad de Northwestern (Chicago), premio Príncipe de Asturias en 2008, ha fabricado plásticos solares de alta eficiencia, reciclables e inocuos al medio ambiente, alcanzando un 8,7%de eficiencia.
- **Células orgánicas:** Son flexibles, finas, ligeras, poco contaminantes, costes de producción son bajos y pueden tomar diferentes colores. Varias empresas como Bosch o Basf han invertido grandes cantidades de dinero para que los primeros productos (2015) tuvieran un rendimiento mínimo de un 10% y una vida útil de más de 20 años.
- **Células impresas en papel:** Investigadores de la CSIRO (Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation), una de las organizaciones más importantes en torno a las ciencias aplicadas, en colaboración con varias universidades australianas, han impreso células solares en papel tamaño A3. Producen entre 10 y 15 vatios por metro cuadrado y de momento la impresora que usa tinta fotovoltaica cuesta \$200.000, por lo que aún queda mucho por mejorar. Anteriormente los investigadores del Instituto de Tecnología De Massachusett (MIT), consiguieron realizar células impresas en papel utilizando un proceso de impresión utilizando vapores, haciendo posible la impresión de células en papel tela o plástico.
- **Células esféricas:** Sphelar, es un producto desarrollado por la empresa japonesa Kyosemi. Son células solares esféricas con un diámetro entre 1 y 1,5 mm. Este diseño multiplica la eficiencia de los paneles solares, ya que son capaces de captar la luz desde todas las direcciones. Los costes de producción se reducen a la mitad y la eficiencia supera el 20%.
- **Células orgánicas transparentes:** el Instituto de Ciencias Fotónicas, ICFO, perteneciente a la Universidad Politécnica de Cataluña, ha fabricado una célula solar orgánica con un alto nivel de transparencia y eficiencia. Estas células son más ligeras, flexibles, capaces de adaptarse a superficies curvas y más sensibles a la luz. La máxima eficiencia se obtiene en dispositivos opacos, por lo que el mérito de los investigadores del ICFO se encuentra en que han alcanzado un rendimiento en células transparentes casi tan bueno como si fuera opaco. Este producto sería muy útil en tecnologías fotovoltaicas integradas en edificios.
- **Células de nanotubos de carbono:** En el MIT han desarrollado una célula fotovoltaica compuesta por dos formas de carbono: nanotubos y C60, con formas esféricas. Esta técnica todavía tiene que perfeccionarse, pero por el momento tiene la ventaja de que los nanotubos de carbono son fácilmente realizables y rápidos de producir, además se sabe que los compuestos de nanotubos heterogéneos son menos eficaces que los homogéneos.

### 3.5.3. Inversor

La corriente eléctrica continua que proporcionan los módulos fotovoltaicos se puede transformar en corriente alterna mediante un inversor, así pudiendo inyectar en la red eléctrica o bien en la red interior.

Una de las funciones que debe cumplir cualquier inversor solar es la de regular el valor de la tensión de salida. Esto se consigue básicamente de tres distintas formas:

- Regulando la tensión antes del inversor (convertidores DC/DC)
- Regulando la tensión en el propio inversor mediante un sistema de control (variando el ángulo de fase, mediante modulación de ancho de pulso (PWM))
- Regulando a la salida del inversor (mediante un auto-transformador)

Los parámetros característicos que debe tener un inversor solar son los siguientes:

- **Tensión Nominal.** Es la tensión que se debe aplicar a los terminales de entrada del inversor.
- **Potencia Nominal.** Es la potencia que puede suministrar el inversor de forma continuada.
- **Capacidad de sobrecarga.** Se refiere a la capacidad del inversor para suministrar una potencia considerablemente superior a la nominal, así como el tiempo que puede mantener esta situación.
- **Forma de onda.** En los terminales de salida del inversor aparece una señal alterna caracterizada principalmente por su forma de onda y los valores de tensión eficaz y frecuencia de la misma.
- **Eficiencia (rendimiento).** Es la relación, expresada en tanto por ciento, entre las potencias presentes a la salida y a la entrada del inversor. Su valor depende de las condiciones de carga del mismo, es decir de la potencia total de los aparatos de consumo alimentados por el inversor en relación con su potencia nominal.

Los inversores se pueden clasificar en dos secciones, según su aplicación y según su forma de la onda generada. Según su aplicación hay dos clasificaciones, los inversores para instalaciones aisladas y los inversores para instalaciones conectadas a red.

La otra sección, según su onda generada, se puede clasificar en 4 inversores diferentes.

- **De onda cuadrada.** Característica de algunos inversores económicos de baja potencia, aptos para la alimentación exclusiva de aparatos puramente resistivos, como elementos de iluminación y otros.
- **De onda cuadrada modulada.** También característica de inversores de baja potencia, pero con un espectro de posibles elementos de consumo más amplio que el tipo anterior, que incluye alumbrado, pequeños motores y equipos electrónicos no muy sensibles a la señal de alimentación.
- **De onda senoidal pura.** Este tipo de inversores proporciona una forma de onda a su salida que, a efectos prácticos, se puede considerar idéntica a la de la red eléctrica general, permitiendo así la alimentación de cualquier aparato de consumo o, en su caso la conexión a red.

- **De onda senoidal modificada (o trapezoidal).** Intermedio entre los dos anteriores, permite ampliar el espectro de elementos de consumo y de potencia, limitado en el de onda cuadrada modulada

Finalmente se debe tener en cuenta que el rendimiento de los inversores es importante. Puesto que la eficiencia de todos los inversores se ve afectada no sólo por las pérdidas producidas por la conmutación, sino también por las pérdidas debidas a elementos pasivos, como son los transformadores, filtros o condensadores.

Así la eficiencia de la conversión del sistema completo, el cual incluye filtros de entrada, dispositivos de conmutación, filtros de salida y transformador es más apropiada que únicamente la eficiencia del inversor.

Los inversores generalmente tienen una eficiencia a plena carga de entre el 90 y 94% para sistemas de baja tensión de entrada (400 V).

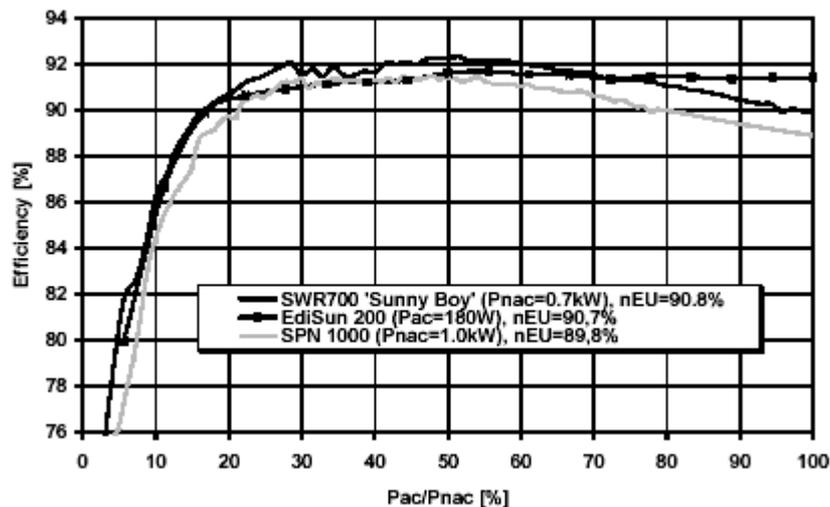


Figura 5: Eficiencia de varios inversores según la carga

En general, la eficiencia de un inversor es mayor en los inversores con bajas pérdidas en vacío, y la eficiencia crece si la tensión continua de entrada de los paneles solares crece.

### 3.5.4. Estructura soporte de los módulos

Para mejorar el rendimiento de los módulos fotovoltaicos, se necesita una estructura para orientar los módulos. En función de donde se desea instalar los módulos, la estructura soporte es diferente. Hay varios tipos de estructuras: desde un simple poste que soporta 4 paneles solares, hasta grandes estructuras de vigas aptas para aguantar varias decenas de ellos. Tanto la estructura como los soportes son de acero inoxidable, hierro galvanizado en caliente o aluminio anodinado.

Los módulos fotovoltaicos se pueden colocar de diferentes maneras, tanto integradas como aditivas. Se pueden observar las diferentes maneras en la siguiente imagen.

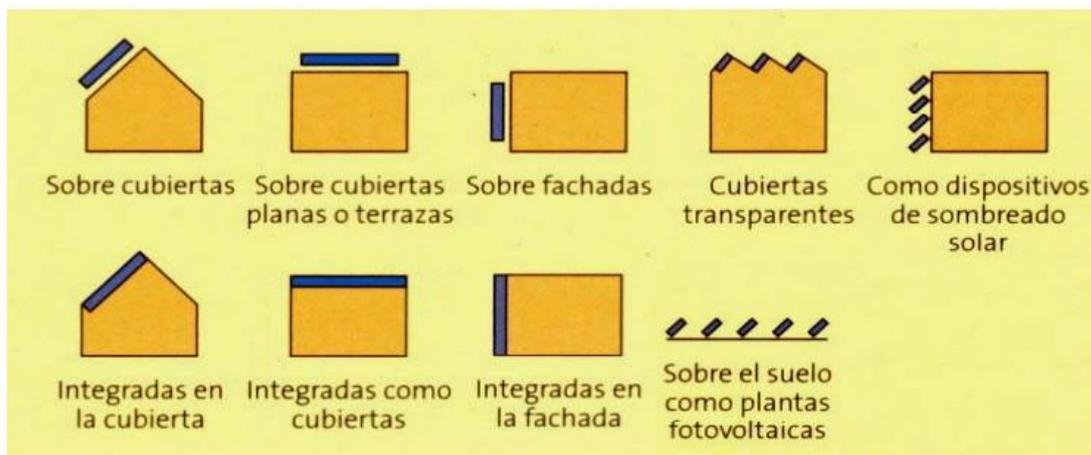


Figura 6: Formas de colocar los módulos fotovoltaicos

Además de la clasificación según su forma de colocación, también hay diferentes estructuras, éstas son las estructuras para placas solares fijas y para placas solares móviles.

- **Placas solares fijas:** Los paneles convencionales tienen el inconveniente de ser fijos. Por ello, sólo alcanzan su máximo rendimiento cuando el sol forma un ángulo de  $90^\circ$  con respecto a ellos. Según el ángulo de incidencia aumente o disminuya, captará menos energía del sol. Por esta razón la placa solar tendrá un menor rendimiento en las horas en las que el sol permanece más bajo.



Figura 7: Estructura fija

- **Placas solares móviles:** Los sistemas móviles aunque más costosos, permiten un mayor rendimiento ya que consisten en placas solares que van montadas sobre una estructura dinámica que se va orientando hacia el sol.



Figura 8: Estructura móvil

Además, existen dos tipos de placas solares móviles: de un eje y de dos ejes.

- **Placa de seguimiento de un eje:** La placa montada sobre un eje sigue la trayectoria del sol desde que sale hasta que se pone en el horizonte. Este sistema tiene la limitación de que no corrige las diferencias de inclinación del sol en las distintas épocas del año. El sistema motor del eje puede ser manual o mecánico.



Figura 9: Estructura móvil de un eje

## MEMORIA DESCRIPTIVA

- **Placa de seguimiento de dos ejes:** Un sistema de dos ejes permite un mejor seguimiento solar, lo que se traduce en un rendimiento más elevado. A la vez que los paneles solares giran sobre el eje horizontal, el dispositivo completo gira sobre eje vertical siguiendo la trayectoria del sol. La estructura está montada sobre tres pequeñas ruedas que se desplazan sobre un riel circular. Igualmente que en el sistema de un eje, el movimiento puede ser manual o por medio de un motor eléctrico o hidráulico.



Figura 10: Estructura móvil de doble eje

### 3.5.5. Protecciones

En una instalación fotovoltaica las protecciones son una parte importante, ya que estas son las encargadas de proteger los componentes de la instalación fotovoltaica, asegurar la entrada de la red en unas condiciones normalizadas, proteger a las personas en servicios de mantenimiento de la instalación y evitar riesgos a los usuarios de la energía.

Primero se van a analizar las protecciones de las personas y seguidamente la protección de los equipos.

#### 3.5.5.1. Protecciones de las personas

- **Efectos de la corriente eléctrica sobre el cuerpo humano**

El efecto que produce la corriente eléctrica sobre el cuerpo humano depende de su intensidad y del tiempo de duración. Independientemente de la duración hasta 10mA no genera efectos peligrosos (calambres) pero por encima de 30mA puede producir fibrilación ventricular, como se puede observar en la siguiente tabla.

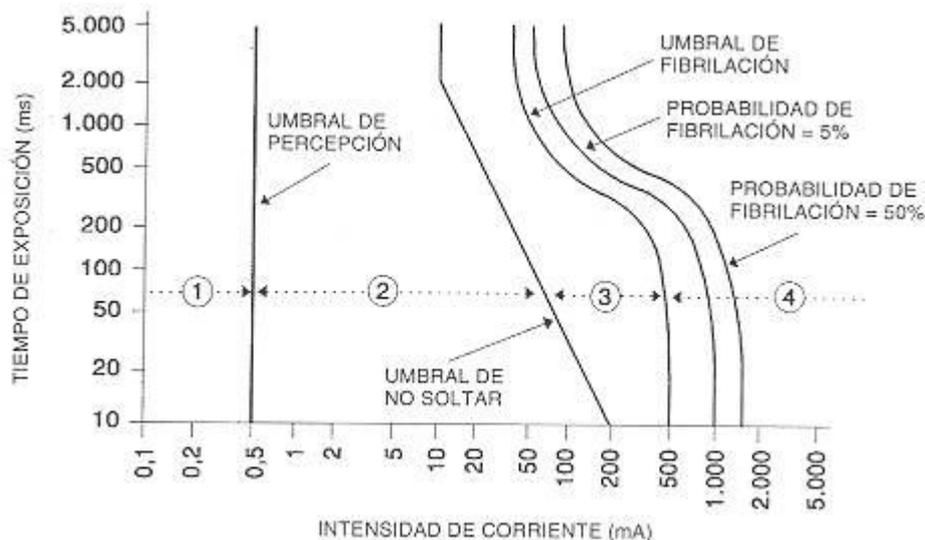


Figura 11: Efecto de la corriente eléctrica sobre el cuerpo humano

La intensidad que puede circular por el cuerpo depende de la tensión de contacto y la resistencia expuesta. Por tanto, las medidas de seguridad básicas consisten en reducir la tensión a la que se puede exponer un ser humano y aumentar su resistencia (mediante el uso de guantes, calzado, o aislamiento del suelo).

La resistencia depende del estado de la piel, sudoración, estado físico, superficie de contacto y presión. No es homogénea, siendo que cada parte del cuerpo presenta valores diferentes. Tampoco es estable con el tiempo sino que depende de la duración del contacto y de la tensión aplicada: la resistencia disminuye con la tensión, realimentándose los efectos de altos valores de tensión y baja resistencia.

También la frecuencia eléctrica es un factor a tener en cuenta. Así, la corriente continua es menos peligrosa que la alterna convencional, pero puede producir electrolisis de la sangre. El umbral de percepción se sitúa en 2mA y el umbral de control muscular en 75mA. La alterna convencional (50 Hz) tiene su umbral de percepción en 0,5mA y el umbral de control muscular en 15mA. Finalmente la corriente alterna empleada en algunas aplicaciones industriales

(10kHz) presenta efectos más leves que la alterna convencional debido al efecto pelicular. Su umbral de percepción está en 5mA y el umbral de control muscular en 75mA.

Los efectos que produce la corriente dependen también de la trayectoria que sigue al atravesar el cuerpo, siendo más graves cuando en el camino se encuentran órganos vitales. Dado que esta trayectoria se realiza siguiendo la ruta más corta o la de menor resistencia, la posibilidad de atravesar órganos vitales dependerá de los puntos de contacto con la tensión eléctrica. Los efectos también dependen de la edad, el sexo, el estado físico o la fatiga. En base a estas consideraciones, se establecen unos requisitos para la tensión y la corriente de seguridad.

- Se establecen dos condiciones: emplazamientos secos o húmedos (instalaciones de interior); emplazamientos mojados (instalaciones en intemperie).
- Se define como tensión de seguridad la tensión de contacto máxima admisible durante al menos cinco segundos. Para emplazamientos secos es de 120V para corriente continua y 50V para corriente alterna. Para emplazamientos mojados es de 60V para corriente continua y 24V para corriente alterna.
- La corriente máxima admisible se fija en 30mA para alterna y 100mA para continua.

- **Protección contra contactos directos**

Los esquemas eléctricos equivalentes a un contacto directo que se produce en un sistema fotovoltaico cuando el esquema de conexión a tierra es TT o TN. En estos esquemas el cuerpo humano está simbolizado por las resistencias  $R_h$  (resistencia del cuerpo) y  $R_p$  (resistencia equivalente del contacto del cuerpo con el terreno).  $R_{ts}$  es la resistencia de la toma a tierra de servicio, que conecta un conductor con la puesta a tierra, y  $R_{tp}$  es la resistencia de la toma a tierra de protección, que conecta las masas con la puesta a tierra en un esquema TT.

En estas condiciones, la corriente que circula por el cuerpo depende del valor de estas resistencias y de la tensión entregada por el generador. El peor caso se produce cuando el generador se encuentra en circuito abierto,  $V_{ocG}$ .

La resistencia de aislamiento de los equipos, y particularmente la de los módulos fotovoltaicos es finita. Más aún, al conectar eléctricamente un número de módulos, la resistencia de aislamiento del conjunto es la equivalente al paralelo de las individuales.

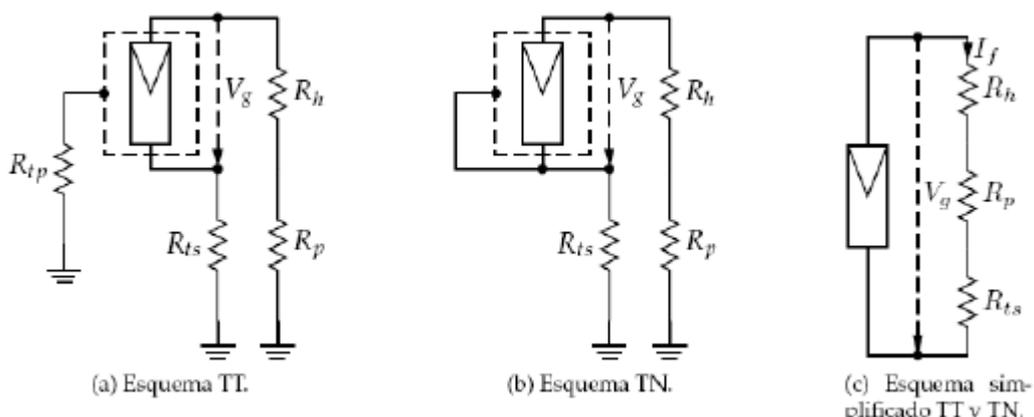


Figura 12: Esquema de los contactos directos

- **Protección contra contactos indirectos**

En un contacto indirecto la persona toma contacto con una parte del sistema que no debería estar puesta a potencial (por ejemplo, la estructura metálica, el marco de los módulos o las carcasas de los equipos eléctricos). Sin embargo, algún defecto del sistema puede provocar que la resistencia de aislamiento sea demasiado baja, produciéndose un camino por el que fluye la corriente de fuga, exponiendo a la persona a un potencial de contacto peligroso.

- **Protecciones de las personas**

Según la ITC-BT-24 las protecciones a utilizar para proteger frente a contactos directos deben estar basadas en evitar que una persona pueda entrar en contacto con las partes activas de la instalación e incluye una protección complementaria cuando las anteriores no consiguen su objetivo, estas protecciones directas son:

- Protección por aislamiento de las partes activas.
- Protección por medio de barreras o envolventes.
- Protección por medio de obstáculos.
- Protección por puesta fuera de alcance por alejamiento.
- Protección complementaria por dispositivos de corriente diferencial-residual.

Las formas de protección para contactos indirectos son:

- Protección por corte automático de la alimentación: cuando se produce el contacto, el objetivo es evitar que la fuente eléctrica siga alimentando la fuga.
- Protección por empleo de equipos de clase II o por aislamiento equivalente, con la misión de alcanzar resistencias de aislamiento de alto valor y estables en el tiempo.
- Puesta a tierra, como camino preferente para conducir la corriente de fuga y para servir de potencial común para todos los elementos que entran en contacto con ella.

### **3.5.5.2. Protección de los equipos**

Los equipos se deben proteger contra tormentas eléctricas y sobretensiones inducidas.

Las sobretensiones inducidas se producen por tres fenómenos de acoplamiento.

- El acoplamiento galvánico surge cuando la descarga se produce de forma directa sobre alguna parte del sistema. En esta situación, los elementos metálicos conducen la corriente de la descarga, pudiéndose producir corrientes paralelas cuando el aislamiento de los cables o equipos no es capaz de confinar la corriente en el conductor.
- El acoplamiento capacitivo en el generador fotovoltaico se debe a la existencia de cargas positivas en la superficie terrestre atraídas por la carga negativa de la base del núcleo tormentoso. Este sistema, cuya estructura está conectada eléctricamente a tierra, quedará cargado positivamente. Cuando se produce la descarga eléctrica, la distribución de cargas cambia súbitamente. Como un condensador que se descarga de forma violenta, circulará una corriente de valor elevado y la tensión respecto a tierra cambiará rápidamente.
- El acoplamiento inductivo, hay que recordar que una descarga eléctrica supone una corriente de gran valor en un lapso de tiempo muy corto, originando una inducción magnética a su alrededor. Según describe la ley de Faraday- Lenz, un campo magnético

variable produce una fuerza electromotriz proporcional a la variación de su flujo. Así, aquellos conductores que, a modo de antena, capten el flujo magnético derivado de la descarga, desarrollarán una sobretensión inducida en sus extremos.

### 3.5.6. Modo de funcionamiento

Tras conocer los componentes que componen una instalación fotovoltaica, en la figura 13, a continuación se muestra la instalación completa, y se detalla el funcionamiento.

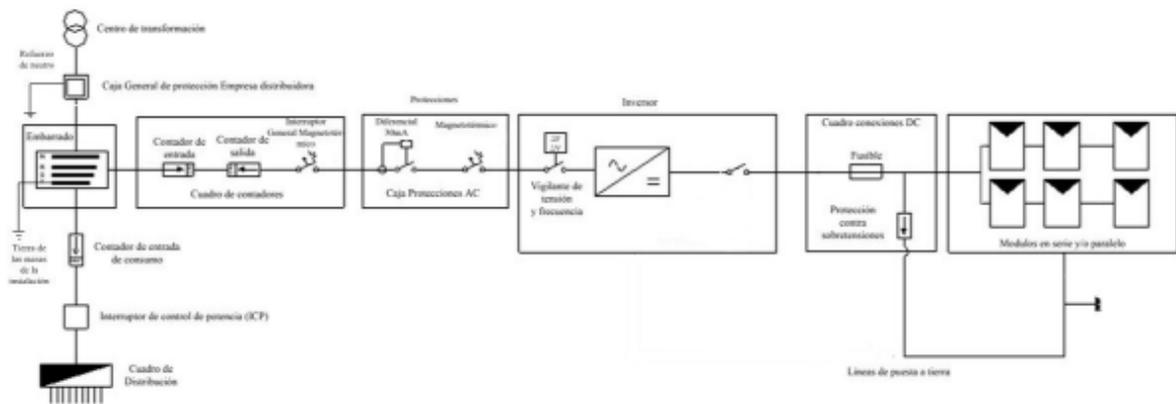


Figura 13: Esquema unifilar de una instalación fotovoltaica conectada a red

El sistema está controlado por el inversor, funcionando de forma automática. Cuando amanece, el inversor mide la radiación solar y la tensión disponible en el generador fotovoltaico. En el momento en que se alcanza el nivel mínimo de funcionamiento, el inversor se pone en marcha, y empieza a generar corriente. Si se produce alguna situación anormal, el inversor se para y espera a que se restablezca la normalidad para poder arrancar de nuevo. Cuando anochece y la energía que llega a los módulos es débil, el inversor se para y se desconecta el transformador de salida para permanecer en un nivel de consumo mínimo. El sincronismo con la onda de la red lo regula un sistema de modulación de ancho de pulso (PWM) controlado por un microprocesador que hace un seguimiento constante de los parámetros de la red y hace las correcciones necesarias cada poco tiempo (del orden de milisegundos). Por lo tanto no se genera una onda modulada, puesto que se adapta a la onda de la red, ofreciendo una elevada seguridad para la línea eléctrica.

### 3.6. Tipos de celdas

Existen tres tipos de celdas, dependiendo su diferenciación según el método de fabricación:

- **Silicio Monocristalino:**

Estas celdas se obtienen a partir de barras cilíndricas de silicio monocristalino producidas en hornos especiales. Las celdas se obtienen por cortado de las barras en forma de obleas cuadradas delgadas (0,4-0,5 mm de espesor). Su eficiencia en conversión de luz solar en electricidad es superior al 12%. Ronda una eficiencia del 15-17%.

En este caso el silicio que compone las células de los módulos es un único cristal. La red cristalina es la misma en todo el material y tiene muy pocas imperfecciones. El proceso de cristalización es complicado y costoso, pero, sin embargo, es el que proporciona la mayor eficiencia de conversión de luz en energía eléctrica.

- **Silicio Policristalino:**

Estas celdas se obtienen a partir de bloques de silicio obtenidos por fusión de trozos de silicio puro en moldes especiales. En los moldes, el silicio se enfría lentamente, solidificándose. En este proceso, los átomos no se organizan en un único cristal. Se forma una estructura policristalina con superficies de separación entre los cristales, por tanto, el proceso de cristalización no es tan cuidadoso y la red cristalina no es la misma en todo el material. Este proceso es más barato que el anterior pero se obtiene rendimientos ligeramente inferiores.

Su eficiencia en conversión de luz solar en electricidad es algo menor a las de silicio monocristalino, alrededor de un 12%.

- **Silicio Amorfo:**

Estas celdas se obtienen mediante la deposición de capas muy delgadas de silicio sobre superficies de vidrio o metal. Su eficiencia en conversión de luz solar en electricidad varía entre un 5 y un 7%.

### 3.7. Ventajas de la energía fotovoltaica en cubierta

Como ventajas principales para llevar a cabo este tipo de proyecto se puede hablar de que:

- Aprovecha el espacio disponible para producir electricidad. Puede aprovecharse para crear estructuras, proporcionar sombra o cobijo, integrarse en cubiertas, crear lucernarios o cubiertas traslúcidas.
- No genera ruidos ni contaminantes.
- Ahorra producción de CO<sub>2</sub> y contaminantes. Reducción efecto invernadero. Los kWh generados en la central dejan de producirse en las centrales térmicas.
- Contribuye al cumplimiento de los planes energéticos y de reducción de emisiones de España.
- Contribuye al suministro energético de la zona. Descarga las líneas eléctricas.
- La instalación se inscribe en las actuales tendencias en el campo de las energías renovables.
- Aporta una imagen innovadora y respetuosa con medio ambiente.

### **3.8. Panorama de la energía solar fotovoltaica y normativa**

España es en la actualidad uno de los primeros países con más potencia fotovoltaica del mundo, según la Agencia Internacional de la Energía, con una potencia acumulada instalada de 3.523 MW. Tan solo en 2008 la potencia instalada en España fue de unos 2.500MW, debido al anuncio de cambio de regulación a la baja de las primas a la generación que finalmente se produjo en septiembre.

Alemania es en la actualidad el segundo fabricante mundial de paneles solares fotovoltaicos tras Japón, con cerca de 5 millones de metros cuadrados de paneles solares, aunque sólo representan el 0,03% de su producción energética total. La venta de paneles fotovoltaicos ha crecido en el mundo al ritmo anual del 20% en la década de los noventa. En la UE el crecimiento medio anual es del 30%.

El crecimiento actual de las instalaciones solares fotovoltaicas está limitado por la falta de materia prima en el mercado (silicio de calidad solar) al estar copadas las fuentes actuales, aunque a partir de la segunda mitad de 2008 el precio del silicio de grado solar comenzó a disminuir al aumentar su oferta debido a la entrada en escena de nuevos productores

La inyección en red de la energía solar fotovoltaica, estaba regulada por el Gobierno Español mediante el RD 661/2007 con el 575% del valor del kilowatio-hora normal, lo que se correspondía con unos 0,44 euros por cada kWh que se inyectaba en red. A partir del 30 de septiembre de 2008 esta actividad está regulada mediante el RD 1578/2008 de retribución fotovoltaica que establece las primas de cada año, estando sujetas además a un cupo máximo de potencia anual instalada.

Actualmente, el acceso a la red eléctrica en España requiere una serie de permisos de la administración y la autorización de la compañía eléctrica distribuidora de la zona. Esta tiene la obligación de dar punto de conexión a la red eléctrica, pero en la práctica el papeleo y la reticencia de las eléctricas están frenando el impulso de las energías renovables.

Las eléctricas buscan motivos técnicos como la saturación de la red para controlar sus intereses en otras fuentes energéticas y con la intención de bloquear la iniciativa de los pequeños productores de energía solar fotovoltaica.

Esta situación provoca una grave contradicción entre los objetivos de la Unión Europea para impulsar las energías limpias y la realidad de una escasa liberalización en España del sector energético que impide el despegue y la libre competitividad de las energías renovables.

Los sistemas fotovoltaicos se atienen a las normativas de cada uno de los países. En España, en cuanto a la normativa general, se deben mencionar los siguientes documentos:

- Ley 54/1997, del sector eléctrico, de 27 de noviembre.
- Plan de Energías Renovables en España (PER) 2005-2010.
- Real Decreto 842/2002, Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, autoconsumo.

## MEMORIA DESCRIPTIVA

Con respecto a la normativa desde el punto de vista administrativo los siguientes documentos pueden distinguirse:

- Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración (en todo lo no previsto por el Real Decreto 1663/2000)
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Orden de 5 de septiembre de 1985 por la que se establecen normas administrativas y técnicas para funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5000 KVA y centrales de autogeneración eléctrica.
- Orden ECO/797/2002, de 22 de marzo por el que se aprueba el procedimiento de medida y control de continuidad del suministro eléctrico.
- Real Decreto 154/1995, de 3 de febrero, por el que se modifica el real decreto 7/1988, de 8 de enero, por el que se regula las exigencias de seguridad del material eléctrico destinado a ser utilizado en determinados límites de tensión.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 841/2002, de 2 de Agosto por el que se regula para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida
- Real Decreto 1433/2002, de 27 de diciembre de 2002 por el que se establecen los requisitos de medida en baja tensión de consumidores y centrales de producción en Régimen Especial.
- Real Decreto 1801/2003 de 26 de diciembre de 2003 sobre seguridad general de los productos.
- Real Decreto 1580/2006, de 22 de diciembre, por el que se regula la compatibilidad electromagnética de los equipos eléctricos y electrónicos
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1114/2007 de 24 de agosto de 24 de agosto, por el que se complementa el Catálogo Nacional de Cualificaciones Profesionales, mediante el establecimiento de cuatro cualificaciones profesionales correspondientes a la familia profesional energía y agua.
- Resolución de 27 de septiembre de 2007, de la Secretaría General de Energía, por la que se establece el plazo de mantenimiento de la tarifa regulada para la tecnología fotovoltaica, en virtud de lo establecido en el artículo 22 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

## MEMORIA DESCRIPTIVA

- Real Decreto 1578/2008 de 26 de septiembre en el que se modifican los requisitos de las nuevas instalaciones rebajando, a posteriori, las primas y creando registros de pre asignación.
- Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre en el que se elimina el pago de energía primada a partir del año 25 prometido en el Real Decreto 661/2007. Artículo primero número 10.
- 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.

## 4. NORMAS Y REFERENCIAS

### 4.1. Disposiciones legales y normas aplicadas

Para la realización de este proyecto se han aplicado una serie de normas y reales decretos aplicable a instalaciones solares fotovoltaicas de media tensión. En este documento se han aplicado las siguientes disposiciones legales y normas.

- UNE 157001-2014 Criterios generales para la elaboración formal de los documentos que constituyen un proyecto técnico.
- RD486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- UNE 20460-5-523 Instalación eléctricas en edificios. Parte 5 Selección e instalación de los materiales eléctricos. Sección 523 Intensidades admisibles en sistemas de conducción de cables.
- RD 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.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- RD 842/2002, de 2 de agosto Reglamento electrotécnico para baja tensión e instrucciones técnicas complementarias (REBT)
- UNE 20460-4-43:2003 Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 4: Protección para garantizar la seguridad. Capítulo 43: Protección contra las sobreintensidades.
- Norma UNE12464 para la iluminación en puestos de trabajo
- Norma UNE 60891:200 para la obtención de la temperatura fotovoltaica.
- Norma UNE-EN 60617-7 Símbolos gráficos para esquemas. Parte 7: Aparamenta y dispositivos de control y protección.
- Norma UNE-HD 60364-5-534:2016 Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 5-53: Selección e instalación de los equipos eléctricos. Seccionamiento, maniobra y mando. Capítulo 534: Dispositivos para la protección contra sobretensiones.

El propósito de utilizar la normativa anterior es seguir los requisitos para diseñar una instalación fotovoltaica sin riesgos para las personas y para la instalación eléctrica. Así como ser una instalación productiva y legal.

## 4.2. Programas de cálculo

Para el desarrollo de este proyecto se han usado una serie de programas, para la realización de los planos actuales presentes en este proyecto, los cuales se pueden ver en el apartado “planos”, se ha utilizado el programa Autocad 2016 de la empresa Autodesk.

Por otro lado, para la comprobación de la instalación solar fotovoltaica, así como la estimación de generación de energía se ha usado el programaPVsyst.

Finalmente, para la realización de los cálculos del presente proyecto se ha utilizado el programa Excel para una mayor precisión en los cálculos y mayor agilidad.

## 4.3. Bibliografía

- UcañánLeyton Roger. (2015, Febrero 18). “Cálculo del periodo de recuperación de la inversión o payback”. Disponible en <http://www.gestiopolis.com>
- “Flujo de caja”. EL ABC de la economía. Disponible en <http://www.elmundo.com>
- “Calculadora de VAN y TIR”. Vantir web solutions. Disponible en <http://www.vantir.com>
- Federico Anzil (2007, Marzo 28). “Calculo de VAN y TIR con Excel”. [En línea]. Zona económica. Disponible en <http://www.zonaeconomica.com>
- “Sensor de presencia”. Ingeniatic. Disponible en <http://ingeniatic.euitt.upm.es>
- “Payback-Plazo de recuperación”. Economipedia. Disponible en [www.economipedia.com](http://www.economipedia.com)
- “Definición de puesta a tierra”. Definición.es. Disponible en <http://definicion.de>
- “Instalación de puesta a tierra”. Universidad Politécnica de Valencia. Disponible en <http://www.upv.es/electrica>
- “Sistemas trifásicos desequilibrados”. Centro integrado de formación profesional (MSP). Disponible en <http://www.cifp-mantenimiento.es>
- “Conjuntos de apareamientos para baja tensión”. Asociación de fabricantes de material eléctrico. Disponible en <http://www.eic.cat>
- “Definición de flujo luminoso y conceptos relacionadas”. Diccionario de arquitectura y construcción. Disponible en <http://www.parro.com>
- “Precio neto de la electricidad para uso doméstico y uso industrial”. (2016, Noviembre 21). Disponible en <http://www.minetad.gob.es>
- “Magnitudes fotométricas básicas. Unidades de medida”: Universidad politécnica de Valencia. Disponible en <https://riunet.upv.es>
- “Aparata de protección y maniobra asociada a las máquinas eléctricas”. Universidad de Oviedo. Disponible en <http://www.uib.cat>
- “Sistemas Híbridos. (2014, Mayo 28). Principio de funcionamiento y preguntas frecuentes”. Energías inteligentes. Disponible en <http://www.energiasinteligentes.com>
- “El generador fotovoltaico”. Enerpoint, your solar link. Disponible en <http://www.enerpoint.es>
- “Solar Fotovoltaica”. IDAE Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital. Disponible en <http://www.idae.es>

- “Cálculo de la distancia mínima entre placas solares” (2014, Octubre 28). Ingelibre para ingenieros, tutoriales, apuntes, información. Disponible en <https://ingelibreblog.wordpress.com>
- “Elementos de la instalación fotovoltaica”. FEMPA. Disponible en <http://fempa.es>
- “Inclinación óptima de placas fotovoltaicas” (2014, Enero 9). Ingelibre, para ingenieros, tutoriales, apuntes, información. Disponible en <https://ingelibreblog.wordpress.com>
- “Inversores fotovoltaicos-Riello Aros”. SFE-Solar. Disponible en <https://www.sfe-solar.com>
- “Inversor Fotovoltaico- Fundamentos”. SFE-Solar. Disponible en <https://www.sfe-solar.com>
- “Paneles solares”. TechnoSun. Disponible en <http://www.technosun.com>
- “Cálculos Instalación fotovoltaica”. Disponible en <http://bibing.us.es>
- “Irradiación solar global sobre plano horizontal” ADRASE Acceso a datos de radiación solar de España. Disponible en <http://www.adrase.com>
- “Impacto ambiental sobre el medio ambiente”. ALLPE Ingeniería y Medio Ambiente. Disponible en <http://www.allpe.com>
- “Impacto medioambiental de la energía solar”. Energías renovables. Disponible en <http://www.energiasrenovablesinfo.com>
- “Impacto ambiental”. Ecologistas en acción. Disponible en <http://www.ecologistasenaccion.es>
- “Montaje de instalaciones fotovoltaicas sobre cubiertas”. Compañía regional Energía Solar. Disponible en <http://www.ecorresponsabilidad.es>
- “Protección contra sobretensiones en plantas fotovoltaicas”. Toscano ElectronicsfortheEnvironment. Disponible en <http://www.toscano.es>
- “Instrucciones técnicas complementarias” REBT. Tu veras. Disponible en <http://www.tuveras.com>
- “Seguridad eléctrica de plantas fotovoltaicas con conexión en baja tensión. Universidad de Salamanca. Disponible en <http://electricidad.usal.es>
- “Diseño y cálculo de fusibles” Disponible en <http://mecanicaelectric.blogspot.com>
- “Cálculo de fusibles de una instalación eléctrica en baja tensión”. Universidad politécnica de Valencia. Disponible en <https://riunet.upv.es>
- “ITC-BT-08”. Disponible en <http://www.tuveras.com>
- “ITC-BT-22 Instalaciones interiores o receptoras”. Ministerio de Ciencia y Tecnología. Disponible en <http://www.f2i2.net>
- “Interruptores- seccionadoresfusibles OS”.ABB Power and productivityfor a betterworld.Disponible en <https://library.e.abb.com>
- “interruptores-seccionadores para aplicaciones fotovoltaicas”. Socomec Innovative Power Solutions.Disponible en <http://www.socomec.es>
- “Protecciones eléctricas”. Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Agrícola de Ciudad Real. Disponible en <https://www.uclm.es>
- “Fusibles de B.T. Fusibles de cuchillas”. HC energía. Disponible en <https://www.asturias.es>
- “Fusiblesfotovoltaicos”.SocomecInnovationPowerSolutions.Disponible en <http://www.socomec.es>

## MEMORIA DESCRIPTIVA

- “Código técnico de edificación”. Ihobe Gobierno vasco. Disponible en <http://www.ihobe.eus>
- MartínezMartínez, Ángel. (2011, Mayo 5). “Estimación solar”. Rethinkreuse. Disponible en <http://rethink-reuse.angelmartinez.org>
- “Calculadora de la posición del sol”. PVEducation.org. Disponible en <http://www.pveducation.org>
- “Inversores”. IBC solar. Disponible en <https://www.ibt-solar.es>
- Collado, Eduardo. (2015, Julio 13) “Los efectos de la temperatura en la producción de las instalaciones fotovoltaicas”. Disponible en <http://www.energias-renovables.com>
- “Lista de precios para energía solar fotovoltaica”. Techno Sun. Disponible en <http://slideshowes.com>
- “Fotovoltaicas de conexión de conexión a red: Propuesta de nuevos parámetros retributivos para el periodo 2017-2019”. Tecnosol. <http://tecnosolab.com> (2017, Febrero 26)

## 5. DEFINICIONES Y ABREVIATURAS

**Generador fotovoltaico:** Es un conjunto de paneles formados por células solares conectados en serie y en paralelo para entregar tensión y corriente adecuadas.

**Paneles o módulos fotovoltaicos:** Están formados por un conjunto de células fotovoltaicas protegidas de la intemperie, que producen electricidad a partir de la luz que incide sobre ellos mediante el efecto fotoeléctrico.

**Transformador:** Es un dispositivo electromagnético (eléctrico y magnético) que permite aumentar o disminuir el voltaje y la intensidad de una corriente alterna de forma tal que su producto permanezca constante.

**Inversor:** Es un dispositivo electrónico que convierte un determinado voltaje de entrada de corriente continua en otro voltaje de salida de corriente alterna.

**Cuadro de baja tensión:** Es un centro de distribución de energía que tiene el fin de proteger los circuitos de forma independiente.

**Celdas de media tensión:** Es un conjunto continuo de secciones verticales (llamado celdas) en las cuales se colocan equipos de maniobra (interruptores de potencia extraíbles, seccionadores), de medida (transformadores de corriente y de tensión), y equipos de protección y control. Son montados en uno o más compartimientos fijados en una estructura metálica externa, normalmente blindado, cumpliendo la función de recibir y distribuir energía eléctrica.

**Circuito de puesta a tierra:** Es un mecanismo de seguridad que forma parte de las instalaciones eléctricas y que consiste en conducir eventuales desvíos de la corriente hacia la tierra, impidiendo que el usuario entre en contacto con la electricidad.

**Centro de seccionamiento:** Sirve para evitar que se derive a la red eléctrica si se produce una falta. Están formados por celdas y protecciones. Las compañías distribuidoras imponen o no el uso de estos centros.

**Aparatura eléctrica:** Es el conjunto de aparatos de maniobra, de regulación y control, de medida, incluidos los accesorios de las canalizaciones eléctricas, utilizados en las instalaciones eléctricas, cualquiera que sea su tensión.

**Luminarias:** Son aparatos que sirven de soporte y conexión a la red eléctrica de las lámparas.

**Lux:** Unidad de intensidad de iluminación equivalente a la iluminación de una superficie que recibe un flujo luminoso ( $\text{lm}/\text{m}^2$ )

**Lumen (lm):** Unidad de flujo luminoso emitida por un foco.

**Flujo luminoso:** Es la cantidad de energía luminosa que emite una lámpara o una fuente de luz a la que afecta el ojo humano, se mide en lumen.

**Vida útil:** Es la duración estimada que transcurre hasta que el flujo luminoso de una lámpara desciende un 80% de su valor inicial.

**Desequilibrio de fases o tensiones:** En un sistema trifásico las tres fases presentan diferentes valores de tensión en módulo y desfase angular de 120° eléctricos entre sus fases. Esto se genera cuando no circula la misma intensidad por las tres fases.

**Detectores de presencia:** Es un dispositivo electrónico que transforman señales físicas en señales eléctricas, activándose automáticamente dentro de un radio de acción.

**Periodo de retorno o Payback:** Es el periodo de tiempo requerido para recuperar el capital inicial de una inversión. Se trata de un método estático para la evaluación de inversiones.

**Flujo de caja o cash flow:** Son las variaciones de entradas y salidas de caja o efectivo durante un periodo específico.

**VAN:** Valor actual neto. Es un indicador financiero que mide los flujos de los futuros ingresos y egresos que tendrá un proyecto, para determinar, si luego de descontar la inversión inicial, nos quedaría alguna ganancia. Si el resultado es positivo, el proyecto es viable.

**TIR:** Tasa Interna de Retorno. Es la tasa de descuento (TD) de un proyecto de inversión que permite que el BNA (Beneficio neto actualizado) sea igual a la inversión (VAN igual a 0).

**Bn:** Beneficio neto. Es la cuantía final que queda como resultado de haberle aplicado un descuento a algo bruto, de los anteriores ejemplos nos quedaría el salario neto, las ventas netas y el producto interior neto.

**Bb:** Beneficio bruto. Es la cantidad total resultado de alguna actividad, como por ejemplo el salario bruto, las ventas brutas o el producto interior bruto.

**ESFV:** Energía solar fotovoltaica

**$P_{MPP}$ :** Potencia nominal

**$V_{MPP}$ :** Tensión nominal

**$I_{MPP}$ :** Corriente nominal

## MEMORIA DESCRIPTIVA

**$U_{oc}$** : Tensión a circuito abierto

**$I_{sc}$** : Corriente de corto circuito

**NOCT**: Temperatura de operación nominal de la célula fotovoltaica. Definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 1000 W/m<sup>2</sup> con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20 °C y la velocidad del viento de 1 m/s.

**$\alpha$** : Coeficiente de temperatura de la corriente de corto circuito.

**$\beta$** : Coeficiente de temperatura de tensión a circuito abierto.

**$\gamma$** : Coeficiente de temperatura de potencia máxima del módulo fotovoltaico.

## 6. AUDITORÍA ENERGÉTICA

### 6.1. REQUISITOS DE ILUMINACIÓN

Para poder llevar a cabo la auditoría energética se debe analizar la situación lumínica de la nave, obteniendo la iluminación (en lux) que hay en cada puesto de trabajo. Para más información sobre la iluminación en los puestos de trabajo ir al apartado “planos” en concreto al plano 3.

Así con este primer análisis de la situación y con el Real Decreto RD486/1997 anexo IV se comprueba, analiza y se concluye como se debe disponer la iluminación en cada lugar de trabajo y concluyendo que ciertos puestos de trabajo tienen la necesidad de aumentar o disminuir la iluminación.

Según el RD486/1997, la iluminación de cada zona o parte de un lugar de trabajo deberá adaptarse a las características de la actividad que se efectúe en ella, teniendo en cuenta los riesgos para la seguridad y salud de los trabajadores dependientes de las condiciones de visibilidad así como las exigencias visuales de las tareas desarrolladas.

Siempre que sea posible, los lugares de trabajo tendrán una iluminación natural, que deberá complementarse con una iluminación artificial cuando la primera, por sí sola, no garantice las condiciones de visibilidad adecuadas. Puesto que en esta empresa la iluminación natural es escasa, se complementa con la iluminación general, pero al tener una alta necesidad lumínica en los lugares de trabajo se apoya con la iluminación localizada.

Según el RD486/1997 los niveles mínimos de iluminación de los lugares de trabajo serán los establecidos en la siguiente tabla:

Zona o parte del lugar de trabajo (*)	Nivel mínimo de iluminación (lux)
Zonas donde se ejecuten tareas con:	
1.º Bajas exigencias visuales	100
2.º Exigencias visuales moderadas	200
3.º Exigencias visuales altas	500
4.º Exigencias visuales muy altas	1.000
Áreas o locales de uso ocasional	50
Áreas o locales de uso habitual	100
Vías de circulación de uso ocasional	25
Vías de circulación de uso habitual	50

Tabla 1: Niveles mínimos de iluminación según RD486/1997

Los niveles de iluminación que se deben establecer en esta empresa según el RD486/1997 son en oficinas, laboratorios y serigrafía un nivel mínimo de 500 lux ya que es una zona de exigencias visuales altas. En zonas de inspección, parabrisas, elaboración de lunetas, ensamblado, serigrafía del horno T01 o stretching del horno T01 se necesita un nivel mínimo de 1000 lux ya que es una zona de exigencias visuales muy altas. En los hornos T01 y T02, en líneas de elaboración y en la zona de bottero la necesidad de iluminación es de un nivel de 200 lux puesto que se trata de una zona de exigencias visuales moderadas. En almacenes y zonas de almacenamiento dentro de la planta el nivel de iluminación es de 100 lux ya que es un área de uso habitual. Por otro lado baños, zonas de descanso y zonas de almacenaje de uso ocasional tienen una necesidad lumínica de 50 lux ya que se trata de un área o local de uso

ocasional. Finalmente las vías de circulación son de uso habitual por lo que el nivel de iluminación es de 50 lux.

Las zonas con necesidades de iluminación que difieren del Real Decreto y que tienen necesidad de variar su iluminación para que cumplan el RD486/1997 son las expuestas a continuación. Las zonas a disminuir su iluminación son el área de descanso de T01 o F.L lunetas con 200 lux y su necesidad es de 50 lux. La zona de área de muestras tienen una iluminación de 1000 lux y su necesidad es de 200 lux. Una serie de zonas de almacenaje cuyo uso es ocasional tiene una iluminación de 100lux y su necesidad según el Real Decreto es de 50lux. Finalmente, el pasillo del T02 tiene una iluminación de 150 lux y su necesidad es de 50 lux.

Para un mayor detalle sobre la iluminación en las zonas de trabajo acudir al anejo de planos adjunto a este proyecto, concretamente a los planos de niveles de iluminación, planos 3 y 4.

Para solucionar la situación y conseguir que se cumpla la iluminación en los lugares de trabajo establecido por el Real Decreto se deben agregar o quitar luminarias para que se cumpla el RD, o mover lámparas para conseguir la iluminación necesaria en cada zona de trabajo. Para mayor detalle acudir al anexo "Planos", exactamente al plano 3 y 4, para poder consultar la situación lumínica.

## **6.2. CONSUMO ENERGÉTICO**

La planta industrial tiene un alto consumo energético debido al sistema de iluminación, puesto que hay bastantes zonas con una alta exigencia visual. Este consumo eléctrico por el sistema de iluminación es de 1867,63kWh, con un coste al año de 58624,97€ en iluminación.

## **6.3. INVENTARIO DE LUMINARIAS**

En la instalación actual hay 6 tipos de lámpara. La lámpara incandescente con un consumo de 200W, la de vapor de sodio con un consumo de 250W, la de LED con un consumo de 150W, y tres de tubo fluorescente, la convencional con un consumo de 36W, la convencional de las salas blancas con un consumo de 18W y la de LED con un consumo de 16W. Las lámparas usadas en la luminaria general son las de vapor de sodio, las incandescentes, las de LED y las de tubo fluorescente convencional de 36W.

A continuación se ha realizado el inventario de las lámparas utilizadas en cada línea:

- Línea 7-3: 7 luminarias de inducción y 1 de tubo.
- Línea 7-2: 3 luminarias de inducción y 2 de led.
- Línea 7-1: 7 luminarias de inducción.
- Línea 8-5: 5 luminarias de inducción
- Línea 8-3: 5 luminarias de inducción
- Línea 8-1: 3 luminarias de inducción y dos de vapor de sodio
- Línea 8-2: 5 luminarias de inducción
- Línea 8-4: 3 luminarias de inducción y 2 de vapor de sodio
- Línea 8-6: 4 luminarias de inducción y 1 de vapor de sodio
- Línea 9-1: 3 luminarias de inducción y 2 de vapor de sodio

## MEMORIA DESCRIPTIVA

- Línea 9-2: 3 luminarias de inducción, 2 de vapor de sodio y 1 de tubo.
- Línea 9-3: 14 luminarias de inducción y 2 de tubo
- Línea 4-6: 7 luminarias de inducción y 1 de LED
- Línea 4-4: 7 luminarias de inducción y 1 de LED
- Línea 4-2: 8 luminarias de inducción.
- Línea 4-5: 6 luminarias de inducción y 2 de tubos.
- Línea 4-3: 6 luminarias de inducción.
- Línea 4-1: 4 luminarias de inducción y 2 de LED
- Línea 5-12: 8 luminarias de inducción.
- Línea 5-10: 5 luminarias de inducción y 3 de vapor de sodio.
- Línea 5-8: 4 luminarias de inducción y 2 de vapor de sodio.
- Línea 5-6: 5 luminarias de inducción y 3 de vapor de sodio.
- Línea 5-4: 6 luminarias de inducción y 2 de vapor de sodio.
- Línea 5-2: 4 luminarias de inducción y 4 de vapor de sodio.
- Línea 5-11: 8 luminarias de inducción y 1 de vapor de sodio.
- Línea 5-9: 6 luminarias de inducción y 2 de vapor de sodio.
- Línea 5-7: 9 luminarias de inducción.
- Línea 5-5: 9 luminarias de inducción.
- Línea 5-3: 9 luminarias de inducción.
- Línea 5-1: 3 luminarias de inducción.
- Línea 6-2: 4 luminarias de inducción y 1 de vapor de sodio.
- Línea 6-4: 6 luminarias de inducción.
- Línea 6-6: 3 luminarias de inducción, 2 de vapor de sodio, 1 de LED y 1 de tubo.
- Línea 6-1: 3 luminarias de inducción, 1 de vapor de sodio, 1 de LED y 3 de tubo.
- Línea 6-3: 2 luminarias de inducción, 2 de LED y 4 de tubo.
- Línea 6-5: 1 luminarias de inducción, 2 de LED y 7 de tubo.
- Línea 2-6: 3 luminarias de inducción, 3 de LED y 1 de tubo.
- Línea 2-4: 3 luminarias de inducción, 1 de LED y 1 de tubo.
- Línea 2-2: 5 luminarias de inducción.
- Línea 2-5: 5 luminarias de inducción y 2 de LED.
- Línea 2-3: 3 luminarias de inducción y 4 de LED.
- Línea 2-1: 7 luminarias de inducción y una de tubo.
- Línea 1-12: 6 luminarias de inducción.
- Línea 1-10: 6 luminarias de inducción.
- Línea 1-8: 5 luminarias de inducción.
- Línea 1-6: 5 luminarias de inducción y 2 de vapor de sodio.
- Línea 1-4: 1 luminaria de inducción y 6 de vapor de sodio.
- Línea 1-2: 6 luminarias de vapor de sodio y 1 de tubo.
- Línea 1-11: 5 luminarias de inducción.
- Línea 1-9: 5 luminarias de inducción.
- Línea 1-7: 3 luminarias de inducción.
- Línea 1-5: 1 luminaria de inducción y 3 de vapor de sodio.
- Línea 1-3: 1 luminaria de inducción y 2 de vapor de sodio.

- Línea 1-1: 2 luminarias de inducción y 3 de vapor de sodio.
- Línea 3-2: 3 luminarias de inducción, 2 de vapor de sodio y 1 de tubo.
- Línea 3-4: 5 luminarias de inducción y 1 de vapor de sodio.
- Línea 3-6: 4 luminarias de inducción y 1 de tubo.
- Línea 3-1: 1 luminaria de inducción, 3 de vapor de sodio y 1 de tubo.
- Línea 3-3: 1 luminaria de inducción y 4 de vapor de sodio.
- Línea 3-5: 5 luminarias de vapor de sodio.
- Línea 10-1: 7 luminarias de vapor de sodio y 2 de tubos.
- Línea 10-2: 6 luminarias de vapor de sodio y 2 de tubos.
- Línea 10-3: 7 luminarias de vapor de sodio.
- Línea 10-4: 5 luminarias de vapor de sodio y 1 de led.
- Línea 10-5: 7 luminarias de vapor de sodio y 2 tubos.
- Línea 10-6: 6 luminarias de sodio y 2 de tubos.
- Línea 11-1: 5 luminarias de inducción.
- Línea 11-3: 5 luminarias de tubo.
- Línea 11-5: 5 luminarias de inducción.
- Línea 11-2: 6 luminarias de inducción.
- Línea 11-4: 6 luminarias de tubo.
- Línea 11-6: 6 luminarias de inducción.

#### **6.4. DESEQUILIBRIO DE FASES**

Se debe calcular la potencia por fases (R, S y T) consumida en un día puesto que es una instalación trifásica.

Al tratarse de una instalación trifásica, el consumo eléctrico de la instalación lumínica se obtiene mediante el resultado de la suma de todas las luminarias instaladas en cada fase, y la fase que mayor consumo eléctrico tenga, es la que se establece como consumo de la planta.

Los efectos de un desequilibrio en los sistemas eléctricos son múltiples en los que cabe destacar la aparición de potencias reactivas, también un aumento de la potencia aparente para la misma potencia útil lo que conlleva una disminución en la eficiencia del sistema. En instalaciones (en baja tensión, industriales, comerciales, etc.) alimentadas en el punto de conexión común con tensiones desequilibradas, puede dar lugar a efectos perjudiciales tanto en los equipos de las instalaciones como en el sistema de potencia, debido a que un bajo desequilibrio en tensiones puede producir un aumento desproporcionado en las corrientes de fase. Finalmente, otro de los efectos posible es si el valor del desequilibrio es muy elevado puede producirse la desconexión de alguna o de todas las fases para evitar la sobrecarga del sistema.

Como se puede comprobar en el documento “Cálculos”, en la instalación lumínica se produce un desequilibrado de fases, por lo tanto se está consumiendo más en una fase que en el resto, por lo que se paga más. Esta fase es S, con un consumo de 1867.63kWh/día. La principal causa del desequilibrio son las cargas monofásicas sobre el sistema trifásico, en este caso las iluminarias, debido a una distribución no homogénea o un reparto desigual, generando que la

carga trifásica equilibrada conectada en el mismo punto de suministro que las cargas monofásicas provoque un consumo de intensidades desequilibrado.

Para llevar a cabo el equilibrado de fases, lo primero que se debería hacer es cambiar toda la iluminaria de vapor de sodio y de inducción a LED, puesto que se conseguiría una disminución del consumo eléctrico y un mayor equilibrio en el consumo entre fases. Sin embargo, al cambiar la mayoría de iluminarias de vapor de sodio por inducción hace poco tiempo, no es una opción económicamente viable puesto que se estaría perdiendo dinero en este cambio, aun así se realizará el estudio con el cambio de luminarias LED para poder llegar a saber cuánto se podría ahorrar con este sistema de iluminación. Por lo tanto, se debería cambiar las iluminarias de vapor de sodio existentes por iluminaria de inducción para reducir el consumo. Así mismo cambiar las fases de las luminarias para que en la fase R, S y T haya el mismo consumo.

### **6.5. SUSTITUCIÓN LUMINARIAS POR INDUCCIÓN**

Si se sustituyeran las lámparas de vapor de sodio por lámparas de inducción, así como los tubos fluorescentes por tubo LED, se conseguiría un equilibrado de fases consiguiendo un consumo diario 1399,44kWh/día. Esto supone un coste en iluminación anual de 43928,42€, ahorrando anualmente 14696,55€.

Para poder conseguir este ahorro anual se deben de sustituir 107 lámparas de vapor de sodio por inducción y 38 lámparas de tubo por tubo LED, pero al tratarse de lámparas de tubo hay en cada lámpara 2 tubos, por lo tanto son 76 luminarias de tubo LED. Con un coste total de 33437,88€, la inversión obtendría un TIR del 37% de rentabilidad y un VAN>0. Por lo que la inversión para la sustitución de lámparas a inducción es rentable.

Para mayor información acudir al documento "Cálculos" al apartado 1.

### **6.6. SUSTITUCIÓN LUMINARIAS POR LED**

Previamente se ha dicho que el cambio de las lámparas de inducción y vapor de sodio a LED no sería una opción económicamente viable puesto que se estaría perdiendo dinero en este cambio ya que se han cambiado en total 268 lámparas a inducción. Pero se ha realizado el estudio en el cambio a lámparas LED, así como su inversión inicial y el periodo de retorno o pay-back que se consigue.

Si se sustituyeran las lámparas de vapor de sodio por lámparas LED, así como los tubos convencionales por LED, se consigue un mejor equilibrado que en el caso anterior. Este equilibrado supondría un consumo diario de 1184,69kWh. Supone un coste anual en iluminación de 37187,36€, ahorrando anualmente 21437,61€. Se consigue un mayor ahorro anual con el uso de LED, pero la inversión inicial que supone este cambio es de 130871,76€, un valor bastante más alto en comparación con el caso anterior. El estudio económico de la inversión es negativo, puesto que se obtiene un VAN<0. Por lo tanto esta sustitución en el sistema de iluminación no es viable.

## **6.7. CONTROL DEL FLUJO LUMÍNOSO**

Puesto que los empleados no tienen una conciencia de ahorro y olvidan apagar las luces de oficinas, baños y salas de descanso se ha optado por controlar el flujo lumínico mediante sensores de presencia, estos se instalarán en oficinas, baños y salas de descanso. Así con estos dispositivos se tendrá un apagado y un encendido automático cuando el sensor detecte movimiento en la estancia. Con esta medida se quiere reducir el consumo energético del sistema de iluminación.

Los sensores que se han elegido para instalar han sido elegidos mediante el criterio de selección, para más detalle acudir al documento "Cálculo" apartado 1.

Para instalar en los baños de la nave se ha obtenido con el criterio de selección el sensor de presencia Duolec de precio 8,06€ con una distancia de 12 metros. Para el resto de estancias, tanto salas de descanso como oficinas se ha obtenido mediante el criterio de elección el sensor de presencia de 360º PIR de EFECTOLED con un precio de 7,95€ con una distancia de 6 metros, si las zonas de detección son de 6 metros o menos. Pero si las áreas de detección son de 6 a 12 metros se elegirá el detector 60.253/TCH/1S con un coste de 9,03€.

El coste total de esta mejora es de 271,26€, con un total de 32 sensores.

Para obtener más información sobre las características de los sensores acudir al "Anexo II: Catálogos".

## **7. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA**

### **7.1. REQUISITOS DE DISEÑO**

#### **7.1.1. UBICACIÓN**

La nave industrial en cuya cubierta se instalará el generador fotovoltaico, está situada en el polígono industrial de Sagunto, en la provincia de Valencia, con latitud N39°39'43.92" y longitud de 00°13'2.96". Se trata de una nave metálica aislada.

#### **7.1.2. POTENCIA A INSTALAR**

Se pretende instalar 100kW en la cubierta de la nave aun teniendo espacio para una instalación fotovoltaica mayor. Puesto que se quiere instalar el generador fotovoltaico para asistir al sistema de iluminación de la nave se estima que 100kW será suficiente para la aplicación que se quiere dar al generador fotovoltaico.

#### **7.1.3. DESCRIPCIÓN DE LA NAVE**

Se trata de una nave industrial aislada con una longitud de 300 metros y una anchura de 100 metros. Con una altura en cumbrera de 12 metros en la planta principal, y una altura en cumbrera de 15 metros en el almacén de vidrio.

### **7.2. ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN**

#### **7.2.1. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS**

Tras realizar un estudio de los módulos solares de mayor eficiencia en el mercado, el módulo que ofrece mejores características globales es el módulo fotovoltaico de la marca SHARP ND-RC255 con una potencia de 255W, de células de silicio policristalinos.

En el documento "Cálculos", apartado 2.1, se muestra el criterio utilizado para seleccionar el módulo.

Los parámetros que definen estos módulos se definen en la siguiente tabla.

<b>CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS</b>	
Dimensiones	1660x990x50mm
Peso	20kg
Cobertura frontal	Vidrio solar
Marco	Aluminio anodizado de 3mm
Células	60 células en serie
<b>CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS</b>	
Potencia máxima (Pmax)	255W
Tensión punto de máxima potencia (Umpp)	30,4V
Corriente punto de máxima potencia (Impp)	8,38A
Tensión de circuito abierto (Uoc)	37,6V
Corriente de circuito abierto (Isc)	8,88A
Eficiencia( $\eta$ )	15,50%
<b>COEFICIENTES DE TEMPERATURA</b>	
Temperatura normal de operación (NOCT)	47°C
Coeficiente temperatura de potencia ( $\gamma$ )	-0,42%/°C
Coeficiente temperatura de circuito abierto ( $\beta$ )	-0,31%/°C
Coeficiente temperatura de cortocircuito ( $\alpha$ )	0,05%/°C

Tabla 2: Características técnicas de los módulos fotovoltaicos

La potencia pico o máxima de 255 W es el parámetro que se utiliza para dimensionar el campo solar. Este valor se refiere a condiciones estándar en un test de medida, STC.

Las condiciones estándar se refieren a una radiación solar de 1000W/m<sup>2</sup>, una temperatura de las células de 25° y un espectro de la radiación normalizado a AM 1,5G (masa de aires 1,5 global).

La garantía que ofrece Sharp para este panel es de 10 años del producto y 25 años de garantía de la potencia nominal lineal. El primer año es posible conseguir el 97% de la eficiencia, y esta disminuye cada año un 0,7083%. En el año 25 la potencia puede ser del 80%. A continuación se añade la tabla con los datos de la eficiencia de cada año.

Year	guaranteed percentage of the minimum output power	Year	guaranteed percentage of the minimum output power
1	97,0%	14	87,8%
2	96,3%	15	87,1%
3	95,6%	16	86,4%
4	94,9%	17	85,7%
5	94,2%	18	85,0%
6	93,5%	19	84,3%
7	92,8%	20	83,5%
8	92,0%	21	82,8%
9	91,3%	22	82,1%
10	90,6%	23	81,4%
11	89,9%	24	80,7%
12	89,2%	25	80,0%
13	88,5%		

Tabla 3: Valor de la eficiencia que se consigue durante 25 años

### 7.2.2. INVERSOR

Como se ha comentado, los módulos fotovoltaicos generan electricidad en corriente continua, para poder ser inyectada a la red eléctrica en corriente alterna se utilizan los inversores. Además de realizar esta función también realizan otras funciones como la modulación de la onda de salida, la regulación del valor eficaz de la tensión de salida y de seguir el punto de máxima potencia de los módulos fotovoltaicos, optimizando la producción.

El sistema ha de disponer de una protección contra la operación en modo isla. Esto consiste en que el sistema fotovoltaico no ha de continuar generando energía cuando se desconecte de la red de distribución. Esta protección consiste en evitar el peligro que supondría para las labores de operación y mantenimiento de las redes locales, y evitar daños potenciales a otros usuarios.

El modelo a utilizar es el inversor Riello Aros, modelo SIRIO K100, ya que la potencia nominal se ajusta a los valores del campo solar y además cumple con todas las condiciones técnicas requeridas por el IDEA. Se trata de un inversor con una potencia nominal de 100 kW.

El diseño de estos inversores consta de una pantalla informativa para vigilar todas las funciones del sistema, está enfocado para el fácil manejo y disponibilidad permanente de los datos del sistema.

Gracias a su construcción y funcionamiento, ofrece la máxima seguridad tanto, durante el montaje como en servicio. La completa separación galvánica entre el lado de corriente continua y alterna garantiza la máxima seguridad. Así como la incorporación de las protecciones internas (el magnetotérmico en el lado CA y el seccionador en el lado CC).

Además, permite la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, evitando el funcionamiento en isla, garantía de seguridad para los operarios de mantenimiento de la compañía eléctrica distribuidora.

Actúa también como controlador permanente de aislamiento para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de resistencia de aislamiento. Junto con la configuración flotante para el generador fotovoltaico garantiza la protección de las personas.

El inversor de conexión a red tiene la capacidad de inyectar en la red eléctrica de AC, la energía producida por un generador fotovoltaico de CC, convirtiendo la señal en perfecta sincronía con la red. La empresa fabricante del inversor certifica los requisitos y condiciones técnicas exigidas por el Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre. El inversor dispone de un sistema de control que permite el funcionamiento completamente automatizado. Y comprende las siguientes características de funcionamiento:

### 1. Seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT).

El servicio del inversor de conexión a red, es completamente automático. En cuanto los módulos solares comienzan al alba con la generación de suficiente potencia, la unidad de control y regulación comienza con la supervisión de la tensión y frecuencia de red. El inversor solar comienza con la alimentación en cuanto dispone de una irradiación solar suficiente.

En cuanto la energía disponible deja de ser suficiente después del anochecer para alimentar la red con corriente, el inversor de conexión a red interrumpe el servicio.

### 2. Características de la señal generada.

La señal generada por el inversor está perfectamente sincronizada con la red respecto a frecuencia, tensión y fase a la que se encuentra conectada. Así como la reducción de armónicos de señal de intensidad y tensión.

### 3. Protecciones.

- Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia. Si la frecuencia de la red está fuera de los límites de trabajo (49.8 a 50.2 Hz), el inversor interrumpe su funcionamiento, indicando que la red es inestable o está en modo isla.).
- Protección para la interconexión de máxima o mínima tensión. Si la tensión de red se encuentra fuera de los límites de trabajo (205/255 Vac), el inversor interrumpe su funcionamiento, hasta que dicha tensión se encuentre dentro del rango admisible,
- Fallo en la red eléctrica o desconexión por la empresa distribuidora. Si se interrumpe el suministro en la red eléctrica, el inversor se encuentra en situación de cortocircuito, por lo que se desconecta y espera a que se restablezca la tensión en la red para reiniciar su funcionamiento.
- Tensión del generador fotovoltaico baja. Esta situación se da durante la noche o si se desconecta el generador solar.
- Intensidad del generador fotovoltaico insuficiente. El inversor detecta la tensión mínima de trabajo de los generadores fotovoltaicos a partir de un valor de radiación solar muy bajo (2 a 8mW/cm<sup>2</sup>), dando así la orden de funcionamiento o parada para el valor de intensidad mínima de funcionamiento.
- El inversor dispone de una separación galvánica entre la red de distribución de baja tensión y el generador fotovoltaico, a través del transformador de aislamiento toroidal, además protege las derivación de corriente que puedan producirse en el lado

de corriente continua (paneles fotovoltaicos), asegurando que la salida de 400 V está totalmente aislada de los paneles.

- Temperatura elevada. El inversor dispone de refrigeración forzada con termostato proporcional que controla la velocidad de los ventiladores.
- El inversor incluye dos interruptores magnetotérmicos, de entrada de panel (DC) y de salida a la Red (AC).
- Los inversores estarán conectados a tierra tal y como se exige en el reglamento de baja tensión. La toma de tierra es única y común para todos los elementos. La salida de 400V del inversor está totalmente aislada de los paneles.

Las características del inversor se pueden observar a continuación.

<b>CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL INVERSOR</b>	
Dimensiones	800x800x1900mm
Peso	720 kg
Potencia pico	125kWp
Tensión de ejercicio	400V
Corriente máxima	146Aca
Separación galvánica	Transformador BF
Rendimiento europeo	95,10%

Tabla 4: Características del inversor

Para obtener más información sobre las características del inversor acudir al “Anexo II: Catálogos”

### 7.2.3. CAMPO SOLAR

El campo solar está formado por 490 módulos fotovoltaicos de la marca Sharp ND-RC 255, con potencia pico de 124,950kW. Con un inversor Riello Aros, modelo SIRIO K100, de una potencia nominal de 100kW y máxima 125kWp.

En el documento “Cálculos”, apartado 2.2, se muestra los cálculos para determinar el campo solar.

Los módulos fotovoltaicos se sitúan en la cubierta de la nave industrial, orientados al sur, y con una inclinación de 30º sobre la horizontal, según se refleja en el documento “Cálculos” apartado 2.3 y en los planos. La estructura se monta y se fija con tornillería galvanizada, para evitar la corrosión de los elementos de unión. La estructura se ha diseñado para montarla en el lugar, con motivo de facilitar el transporte de la misma.

<b>CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL CAMPO SOLAR</b>	
Nº de módulos	490
Nº de módulos en serie	70
Nº de módulos en paralelo	7
Potencia pico	124,950 KW
Potencia nominal	100 kWn
Nº de inversores	1
Orientación de los módulos	0º
Inclinación de los módulos	30º

Tabla 5: Características generales del campo solar

Para obtener la inclinación de los módulos a 30º, la estructura sobre la horizontal ha de tener 29,665º, ya que la inclinación de la cubierta influye para obtener los módulos bien orientados, la inclinación de la cubierta es de 3º, pero en este caso influye mínimamente.

Los módulos fotovoltaicos se reparten por igual en el mismo faldón de la cubierta, un total de 490 módulos. La separación entre filas de los módulos es de 2,1 m con el fin de evitar la proyección de sombras sobre la fila posterior, calculada en el documento "Cálculos".

#### 7.2.4. CABLEADO Y ENTUBADO

El cableado en las instalaciones solares fotovoltaicas cumplen una importante función, puesto que la asociación de los paneles en serie se lleva a cabo con las cajas de conexión de los propios módulos, mientras que se usan las cajas de continua para unir los paneles en paralelo. Desde aquí se lleva al inversor disponiendo de seccionadores para proteger el generador fotovoltaico. Además el dimensionamiento de los cables debe ser el correcto para limitar las caídas de tensión desde los paneles fotovoltaicos hasta el inversor (inferior al 1%), y del inversor a la caja general de protección (inferior al 2%).

Todos los cables usados en la instalación para llevar a cabo las interconexiones entre paneles, inversor y caja general de protección deben estar protegidos con la degradación que genera la intemperie. Una de las mejores opciones para la protección de los cables es el uso de PVC puesto que es un buen aislante para 1000V.

Para la protección del cableado se usa PVC, ya que este proporciona un aislamiento de 1000 V. El cable elegido tiene una designación RV-K 1kV. Finalmente, todas las líneas constarán de conductores de fase y conductor de protección de PVC.

- **CRITERIO DE ELECCIÓN**

Para llevar a cabo el dimensionamiento del cableado se va a realizar mediante el criterio térmico o criterio de intensidad máxima. Este criterio se basa en el REBT (Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión), en el cual se establece que los conductores no deben superar la corriente máxima admisible cuando por ellos están circulando una intensidad máxima de servicio. Estas intensidades máximas admisibles se rigen por la norma UNE 20460-5-523.

Según el RBT, en la ITC-BT-40, los cables de conexión en instalaciones generadores de baja tensión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador.

$$I_{diseño} = 1,25 * I = 1,25 * I_{MPP} < I_{MAX}$$

La elección de los cables viene determinada por el REBT en el cual constan dos tablas, la Tabla 6 es para la elección del cableado en superficie, y la tabla 7 es para la elección del cableado enterrado.

			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
<b>A</b>		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes											
<b>A2</b>		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
<b>B</b>		Conductores aislados en tubos <sup>2)</sup> en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
<b>B2</b>		Cables multiconductores en tubos <sup>2)</sup> en montaje superficial o empotrados en obra		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR			3x XLPE o EPR			
<b>C</b>		Cables multiconductores (directamente sobre la pared <sup>3)</sup> )				3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
<b>E</b>		Cables multiconductores al aire libre <sup>4)</sup> Distancia a la pared no inferior a 0,3D <sup>5)</sup>					3x PVC		2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
<b>F</b>		Cables unipolares en contacto mutuo <sup>6)</sup> Distancia a la pared no inferior a D <sup>5)</sup>					3x PVC				3x XLPE o EPR		
<b>G</b>		Cables unipolares separados mínimo D <sup>5)</sup>								3x PVC		3x XLPE o EPR	
		mm <sup>2</sup>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
<b>Cobre</b>		1,5	11	11,5	13	13,5	16	16	-	16	21	24	-
		2,5	15	15	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-
		4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	43	-
		6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-
		10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	75	-
		16	45	49	54	59	67	70	-	80	91	105	-
		25	55	64	70	77	84	88	96	105	116	129	146
		35		77	85	95	104	110	119	131	144	154	166
		50		94	103	117	125	133	145	159	175	189	200
		70				149	160	171	185	202	224	244	261
		95				180	194	207	230	245	271	293	311
		120				208	225	240	267	284	314	343	365
		150				235	250	278	310	338	383	404	425
	185				268	287	317	364	399	455	484	501	
	240				315	330	374	419	455	490	552	571	
	300				360	404	423	484	524	555	643	671	

Tabla 6: Intensidades admisibles al aire 40°C para cableado en superficie

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

Tabla 7: Intensidad máxima admisible para cables con conductores de cobre en instalación enterrada

- **DIMENSIONADO DEL CABLEADO DEL CONDUCTOR DE PROTECCIÓN**

Además del cableado se debe incorporar el cableado conductor de protección. Los conductores de protección sirven para unir eléctricamente las masas de una instalación al conductor de tierra o a la línea principal de tierra, con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos.

Por ello todo circuito debe incluir el conductor de protección, ya que este provee la conexión a tierra de todas las masas de la instalación. Además, el conductor de protección no debe incluir ningún medio de desconexión, ya que asegura la continuidad del circuito de protección.

Para determinar la sección de los conductores de protección se debe usar la tabla 8, que viene a continuación.

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

Tabla 8: Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase

- **DIMENSIONADO DEL ENTUBADO**

Para llevar a cabo el dimensionado del entubado se debe acudir al REBT, en el apartado “Tubos y canales protectoras”, el ITC-BT-21.

El entubado es importante en una instalación, ya que este se coloca para la protección del cableado de las fases y el cableado de protección. Con el entubado se consigue proteger el cableado de efectos físicos, eléctricos y químicos que pueden generar un rápido deterioro e incluso estropear el cableado de la instalación. En esta instalación el entubado está fabricado en PVC. Para obtener las secciones de los entubados se van a usar las siguientes tablas, dependiendo de las canalizaciones.

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

Tabla 9: Diámetros exteriores mínimos de los tubos en canalizaciones fijas en superficie

Sección nominal de los conductores unipolares (mm <sup>2</sup> )	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	< 6	7	8	9	10
1,5	25	32	32	32	32
2,5	32	32	40	40	40
4	40	40	40	40	50
6	50	50	50	63	63
10	63	63	63	75	75
16	63	75	75	75	90
25	90	90	90	110	110
35	90	110	110	110	125
50	110	110	125	125	140
70	125	125	140	160	160
95	140	140	160	160	180
120	160	160	180	180	200
150	180	180	200	200	225
185	180	200	225	225	250
240	225	225	250	250	--

Tabla 10: Diámetros exteriores mínimos de los tubos en canalizaciones enterradas

• **RESUMEN DE LAS SECCIONES DE FASE Y ENTUBADO**

En la siguiente tabla se resume el dimensionado de fase y el entubado:

DIFERENTES ZONAS DE CABLEADO	S(mm <sup>2</sup> )	Sp(mm <sup>2</sup> )	Entubado(mm)
ENTRE LOS MÓDULOS Y LA CAJA DE PROTECCIÓN DE CC	4	4	20
ENTRE LA CAJA DE PROTECCIÓN DE CC Y EL INVERSOR	25	16	32
ENTRE EL INVERSOR Y LA CAJA DE PROTECCIÓN DE AC	120	70	75
LA CAJA DE PROTECCIÓN DE AC Y LA CONEXIÓN	150	95	180

Tabla 11: Resumen de las secciones y diámetro del cableado y del entubado

**7.2.5. PROTECCIONES ELÉCTRICAS**

**7.2.5.1. Protecciones generales de la instalación fotovoltaica**

Las protecciones que se necesitan en una instalación fotovoltaica están divididas en dos partes, las protecciones en corriente continua y las protecciones en corriente alterna. Se genera corriente continua desde los paneles solares hasta la entrada del inversor, en este se invierte la corriente y cambia a alterna, esta va desde la salida del inversor hasta la red eléctrica. En el siguiente esquema se puede observar el esquema unifilar de la instalación fotovoltaica.

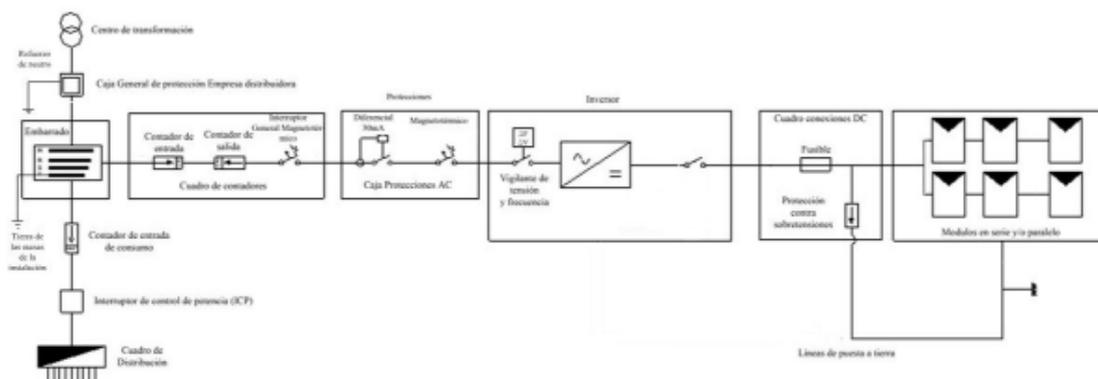


Figura 13: Esquema unifilar de una instalación fotovoltaica conectada a red

### 7.2.5.2. Protección en la parte de corriente continua

La parte de corriente continua se constituye desde el generador fotovoltaico hasta la entrada al inversor. Estas protecciones a instalar deben proteger contra cortocircuitos, sobrecargas, sobretensiones y contactos directos e indirectos. Estas protecciones se tratan de fusibles, interruptores seccionadores y descargador de sobretensión, a continuación se explican con detenimiento:

- **Fusibles:**

Los fusibles se usan como protección contra sobrecargas y cortocircuitos. Estos se colocan a la entrada de los circuitos a proteger, por si aumenta la corriente por un cortocircuito, los fusibles son los más sensibles al calor y por la alta temperatura generada en el cortocircuito se funden y se interrumpe la corriente en el circuito y este deja de funcionar. Sin embargo, no sirve cualquier fusible, debe ser del tamaño correcto ya que si es menor del necesario se fundiría y cortaría el circuito cuando no hubiera ningún cortocircuito. Si se diseña de más, no funcionaría cuando hubiera un cortocircuito poniendo en peligro la instalación.

Se va a instalar un fusible de 16A en cada rama de paneles (7 fusibles en total), situados entre los paneles y el inversor. Para elegir el correcto fusible se va a hacer uso de la norma UNE 20-460-4-43.

- **Interruptores seccionadores:**

Los interruptores seccionadores son unos dispositivos mecánicos capaces de realizar la desconexión de la instalación eléctrica, independientemente de la velocidad empleada por el operario que realiza la maniobra, además estos interruptores realizan la desconexión sin generar riesgo o peligro para el circuito y para el propio interruptor.

Se instalan los interruptores seccionadores a la entrada del inversor para proteger a este de cualquier peligro que se pueda llegar a producir. Como el inversor tiene 3 entradas, se instalará un interruptor seccionador de 80A en cada entrada.

- **Descargador de sobretensión:**

Los descargadores de sobretensión sirven para proteger motores, generadores y transformadores contra sobretensiones internas y externas, pero son equipos pasivos. Por este motivo son equipos de protección indispensables para el servicio seguro de las instalaciones de media tensión.

Su aplicación garantiza que las sobretensiones que se puedan producir no excedan las tensiones soportadas de los equipos protegidos. Esto significa que su actividad en la red se reduce a la limitación de sobretensiones tipo rayo y de maniobra.

Para poder llegar a dimensionar el descargador de sobretensión se debe conocer el valor de la tensión nominal, así como la tensión de potencia máxima y la de vacío. La tensión de potencia máxima es la tensión que tendrá la instalación pero existen ciertas circunstancias en las cuales se puede trabajar con la tensión de vacío.

Para determinar el tipo de descargador que se necesita instalar se debe acudir a la norma UNE-HD 60364-5-534. Esta dice que para instalaciones de media tensión, se debe elegir un protector con una corriente máxima de 40kA y una corriente del dispositivo de protección de 20kA.

### 7.2.5.3. Protección en la parte de corriente alterna

La parte de corriente alterna corresponde a la salida del inversor hasta el punto de conexión a red, donde debe estar protegido contra sobrecargas y cortocircuitos. Las protecciones que se deben instalar en la zona de corriente alterna son un interruptor magnetotérmico, un interruptor diferencial, interruptor general de frontera y un fusible de alterna, además de una caja de protecciones y una caja de medida, como se puede ver en el esquema unifilar anterior.

- **Interruptor magnetotérmico:**

Son interruptores automáticos que combinan los interruptores magnéticos y los térmicos, originando un interruptor con mayor seguridad y prestaciones ya que interrumpen los circuitos con mayor rapidez y capacidad de ruptura que los interruptores térmicos o magnéticos.

Poseen tres sistemas de desconexión: manual, térmico y magnético.

Puede actuar independientemente de los otros, estando formada su curva de disparo por la superposición de ambas características, magnética y térmica.

Se instalará un interruptor magnetotérmico a la salida del inversor en el cuadro AC, cuya instalación cambia a corriente alterna. Y otro interruptor antes del contador bidireccional, también llamado interruptor de frontera. Ambos deben ser de 200A con 4 polos, pero como el inversor ya consta de un interruptor magnetotérmico en la parte de corriente alterna, solo se debe instalar uno antes del contador bidireccional.

- **Interruptor diferencial:**

El interruptor diferencial (ID), dispositivo diferencial residual (DDR) o disyuntor es un sistema de protección automático, el cual se instala en el cuadro principal de cualquier instalación eléctrica, aguas abajo de toda carga conectada y su función es proteger la instalación de derivaciones a tierra y a las personas de contactos directos o indirectos. El interruptor corta automáticamente el suministro eléctrico de la instalación en el momento en que se produce una derivación a tierra.

Este interruptor o disyuntor de 200A, se instalará a la salida del inversor y a la entrada del contador bidireccional, como es un dispositivo para proteger a las personas debe detectar una corriente de defecto de 30mA.

- **Fusible:**

Como se ha explicado anteriormente en la parte de continua, los fusibles se usan como protección contra sobrecargas y cortocircuitos. En esta zona se instalará el fusible a la salida de la instalación entre el contador bidireccional y el vertido a red, se instalará un fusible de 200A.

- **Caja de protecciones:**

En la entrada del inversor se instalará una caja de protecciones, la cual es resistente al impacto, al calor intenso y al fuego, y debe disponer de doble aislamiento.

La caja contendrá:

- Un interruptor magnetotérmico de 200A.
- Un interruptor diferencial de 200A.

- **Caja medida**

Se debe situar en la parte exterior de la nave siendo accesible por la compañía eléctrica. El armario tiene que tener un velo transparente de policarbonato para evitar contactos fortuitos y ser resistente a los rayos UVA. Las características vienen dadas por compañía eléctrica.

La caja contendrá:

- Un interruptor general de frontera: interruptor magnetotérmico de 200 A.
- Un interruptor diferencial de 200A.
- Un fusible por fase de 200A, tipo gG
- Un contador bidireccional de características homologadas por la compañía eléctrica. El contador será de las características específicas que establezca la compañía eléctrica y estará precintado de forma específica.

#### **7.2.6. PUESTA A TIERRA**

Según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) apartado ITC-BT-18 define como la puesta o conexión a tierra como la unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo mediante una toma de tierra con un electrodo o grupos de electrodos enterrados en el suelo. Mediante la instalación de puesta a tierra se deberá conseguir que en el conjunto de instalaciones, edificios y superficie próxima del terreno no aparezcan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corrientes de defecto o las de descarga de origen atmosférico.

##### **7.2.6.1. Tomas a tierra**

Para la toma de tierra se pueden utilizar:

- Electrodo formado por barras o tubos.
- pletinas o conductores desnudos.
- placas, mallas o anillos metálicos.
- armaduras de hormigón enterradas u otras estructuras enterradas que sean apropiadas.

##### **7.2.6.2. Bornes de puesta a tierra**

En toda instalación de puesta a tierra se tiene que prever un borne principal de tierra, al cual deben unirse los conductores siguientes:

- Los conductores de tierra.
- Los conductores de protección.
- Los conductores de unión equipotenciales principales.
- Los conductores de puesta a tierra funcional, si son necesarios.

Se tiene que añadir un dispositivo que permita medir la resistencia de la toma de tierra correspondiente. Este dispositivo puede estar combinado con el borne principal de tierra, debe ser desmontable, tiene que ser mecánicamente seguro y debe asegurar la continuidad eléctrica.

#### **7.2.6.3. Resistencia de la toma de tierra**

Una instalación de toma de tierra tiene una resistencia. Según el REBT el valor de la resistencia de tierra debe ser tal que cualquier masa conectada no puede dar lugar a tensiones de contacto superiores a 24V en locales o emplazamientos conductores, como es en esta instalación. Si las condiciones de la instalación son tales que pueden originar tensiones de contacto superiores a los valores señalados anteriormente, se asegurará la rápida eliminación mediante dispositivos de corte adecuados a la corriente de servicio.

#### **7.2.6.4. Revisión de las puestas a tierra**

Desde el punto de vista de la seguridad las puestas a tierra son muy importantes, por lo tanto deberá ser obligatoria su comprobación por el director de la obra o instalador autorizado en el momento de dar de alta la instalación para ponerla en funcionamiento. En lugares donde el terreno no sea favorable para la buena conservación de los electrodos, estos y los conductores de enlace entre ellos hasta el punto de puesta a tierra, se pondrán al descubierto para su examen, como mínimo una vez cada cinco años.

#### **7.2.6.5. Puesta a tierra a instalar**

Por lo tanto como se puede comprobar en el documento "Cálculos" apartado 2.6.3, la instalación de puesta a tierra que se debe instalar es de 3 picas de 2 metros separadas 3 metros entre ellas y entradas 0,5 metros con una resistencia de tierra de  $750\Omega$ .

#### **7.2.7. ESTRUCTURA SOPORTE**

Uno de los elementos más importantes en una instalación fotovoltaica para asegurar un perfecto aprovechamiento de la radiación solar es la estructura soporte, encargada de sustentar los módulos solares, dándole la inclinación más adecuada para que los módulos reciban la mayor radiación a lo largo del año, en este caso, la inclinación óptima para el diseño de esta instalación es de  $30^\circ$  sobre la horizontal, como se puede comprobar en el documento "Cálculos".

Las estructuras se construyen totalmente con perfiles de aluminio y con tortillería de acero inoxidable, asegurando una mayor duración y un mantenimiento nulo de la estructura.

Se instalará una estructura regulable para cubierta plana para 5 paneles. La instalación constará de 98 estructura de 5 paneles.

### **7.3. ESTUDIO ENERGÉTICO**

En este apartado se hace el estudio energético de la instalación solar fotovoltaica, el cual es el cálculo de la producción anual esperada. Se debe tener en cuenta para este estudio la radiación solar que incide en los módulos fotovoltaicos, las pérdidas que se produce en el campo solar, la energía inyectada a red, la potencia pico del generador así como el rendimiento energético de la instalación.

#### **7.3.1. PÉRDIDAS DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA**

- **PÉRDIDAS POR TEMPERATURA**

Debido a la variación de temperatura se producen pérdidas de potencia en los módulos fotovoltaicos. Según el fabricante este coeficiente de temperatura es  $\gamma = -0,42\%/^{\circ}\text{C}$ .

Las pérdidas de temperatura se deben calcular por cada mes, para mayor información acudir al documento "Cálculos".

- **PÉRDIDAS POR CALIDAD DEL MÓDULO**

Cada módulo fotovoltaico es diferente, puesto que cada célula fotovoltaica que forma el módulo, son distintas entre sí. Por lo tanto, por este motivo no todos los paneles tienen la misma potencia. Esta pérdida viene indicada por el fabricante, y es la tolerancia. Los paneles que forman esta instalación tienen una tolerancia del  $0/+5\%$ . En esta situación se debe utilizar el valor más desfavorable, es decir ningún panel produce más potencia nominal.

- **PÉRDIDAS POR MISMATCH**

Las pérdidas de Mismatch son las que se producen al hacer la conexión entre los módulos que no tienen exactamente la misma potencia. El módulo que tenga menos potencia limitará la intensidad que circule por la serie. A su vez, este módulo limitará la tensión máxima en la conexión en paralelo. Esto sucede porque la corriente de un string de células es igual a la corriente de la peor célula, y la corriente de un string de módulos es igual a la corriente del peor módulo.

Estas pérdidas suelen estar entre el 1% y el 4%, por lo que se va a considerar en este proyecto el valor medio, un 2% de pérdidas.

- **PÉRDIDAS POR POLVO Y SUCIEDAD**

Para este tipo de pérdidas se debe tener en cuenta el lugar de emplazamiento de la instalación, así como la frecuencia de lluvias en el lugar. Esta instalación se sitúa en una zona industrial con una alta probabilidad de acumulación de suciedad, por lo que las pérdidas se estiman en un 2%.

- **PÉRDIDAS POR SOMBREADO**

Las pérdidas por sombreado pueden causar pérdidas de irradiancia, es decir, captar menos irradiación solar. Como en esta instalación, se han evitado todas las sombras tanto las producidas por los módulos fotovoltaicos como por la altura del almacén de vidrio, se consideran estas pérdidas despreciables.

- **PÉRDIDAS ANGULARES**

La potencia nominal de un módulo fotovoltaico se supone para un ángulo de incidencia de los rayos solares perpendiculares al módulo. Como esto no sucede así, se deben considerar unas pérdidas, que estas son mayores, cuanto menor perpendicularidad tengan los rayos solares sobre los paneles. Estas pérdidas están en el orden del 3%, por lo que se estima este valor como pérdidas angulares.

- **PÉRDIDAS POR EL RENDIMIENTO DEL INVERSOR**

Las pérdidas del inversor viene dado por el fabricante del inversor escogido, para este inversor el fabricante estable un rendimiento europeo del 95,1%. Por lo que cómo mínimo habrá unas pérdidas del 4,9%.

- **PÉRDIDAS POR CAÍDAS ÓHMICAS EN EL CABLEADO**

Tanto en la parte de corriente continua como en la de alterna de la instalación se producen unas pérdidas energéticas originadas por las caídas de tensión cuando una determinada corriente circula por un conductor de un material y sección determinados. Estas pérdidas se minimizan dimensionando adecuadamente la sección de los conductores en función de la corriente que por ellos circula. Estas pérdidas se pueden estimar en un 1%, aunque el dimensionado sea el correcto.

### 7.3.2. MÉTODO DE ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

Para calcular la producción anual media de la instalación, es necesario primero determinar cuál será la radiación solar incidente sobre las placas fotovoltaicas y calcular la cantidad de energía que la superficie expuesta a los rayos solares puede absorber, esto dependerá del ángulo formado por los rayos solares y la superficie. Por norma general las medidas de radiación que se toman para una determinada zona se hacen en condiciones de orientación Sur y posición horizontal.

También se ha de calcular las pérdidas globales de la instalación "PR" (Performance Ratio) que se obtiene mediante las pérdidas ya calculadas que se generan en la instalación fotovoltaica. Una vez obtenidos estos datos se puede finalmente calcular la producción anual esperada utilizando la ecuación propuesta por el IDAE en su Pliego de Condiciones Técnicas.

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) * P_{mp} * PR}{G_{cem}} (kWh/dia)$$

Siendo:

$E_p$ : Energía inyectada a la red

$G_{dm}(\alpha, \beta)$ : Valor medio anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador ( $kWh/m^2/dia$ ), siendo  $\alpha$  el azimut de la instalación y  $\beta$  la inclinación de los módulos fotovoltaicos.

$P_{mp}$ : Potencia pico del generador fotovoltaico o inversor (kWp), en este caso 125kWp.

PR: Performance Ratio

$G_{CEM}$ : Constante de irradiación que tiene valor  $1 \text{ kW}/m^2$ .

**7.3.3. ESTIMACIÓN DE LA ENERGÍA INYECTADA**

La estimación de producción de energía por la instalación solar fotovoltaica viene dada por la fórmula del apartado anterior, con la cual se obtiene los siguientes resultados. Para mayor detalle de los cálculos realizados acudir al documento “Cálculos”, apartado 2.8.

MES	Gdm(0) kWh/m <sup>2</sup>	Factor K	Gdm(a,b) kWh/m <sup>2</sup>	PR	Ep(kWh/día)	Nº días mes	Ep (kWh/mes)
ENERO	2,5	1,34	3,35	0,78	328,116	31	10171,607
FEBRERO	3,5	1,26	4,41	0,78	432,390	28	12106,923
MARZO	4,8	1,17	5,62	0,77	542,292	31	16811,055
ABRIL	5,9	1,07	6,31	0,77	604,745	30	18142,339
MAYO	7,3	1,01	7,37	0,75	690,044	31	21391,365
JUNIO	7,8	0,98	7,64	0,74	704,442	30	21133,271
JULIO	7,9	1,01	7,98	0,72	719,373	31	22300,565
AGOSTO	6,5	1,09	7,09	0,72	640,949	31	19869,428
SEPTIEMBRE	5,4	1,2	6,48	0,74	599,496	30	17984,888
OCTUBRE	3,7	1,34	4,96	0,75	466,817	31	14471,312
NOVIEMBRE	2,6	1,43	3,72	0,77	356,351	30	10690,526
DICIEMBRE	2,2	1,41	3,10	0,78	301,283	31	9339,783

Tabla 12: Valores para el cálculo y resultados de energía inyectada cada mes

## 8. ESTUDIO ECONÓMICO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

### 8.1. INTRODUCCIÓN

En este apartado se muestran los resultados obtenidos en el estudio económico realizado para la situación actual, 2017. Donde se analiza la instalación sin venta a red y con venta de energía a red. No existen primas o ayudas económicas por la venta de la energía producida mediante tecnología fotovoltaica además del bajo precio de venta que tiene actualmente el kW/h, el cual está alrededor de los 5 céntimos.

En el documento “Estudio Económico” se detallan los cálculos realizados para obtener los resultados que se muestran a continuación.

### 8.2. SUPUESTOS Y ESTIMACIONES

- Vida útil de la instalación 25 años.
- Actualización de los flujos económicos anual.
- Tarifa de venta de energía: 0,05€/kWh.
- Tarifa de compra de energía: 0,0868€/kWh.
- Disminución de la producción anual por el rendimiento de los módulos fotovoltaicos, garantizando el 80% de la eficiencia en 25 años.
- Incremento estimado del precio: 2%.
- Incremento del IPC: 3%.
- Interés de inversión: 2,5%.
- Coste de la instalación:
- Coste del mantenimiento: 0,25%.
- Coste del seguro: 0,50%.
- Impuestos por una instalación fotovoltaica: 25%.

### 8.3. RENTABILIDAD DEL PROYECTO

Se debe realizar la actualización de los flujos de caja para poder estudiar el comportamiento de la instalación fotovoltaica. Para la actualización es necesario el conocimiento del VAN, TIR y Pay-Back, a continuación explicados.

- **VAN (Valor Actual Neto)**

El VAN o el valor actual neto es un método de valoración de inversiones que puede definirse como la diferencia entre el valor actualizado de los cobros y de los pagos generados por una inversión. Proporciona una medida de la rentabilidad del proyecto analizado en valor absoluto, es decir expresa la diferencia entre el valor actualizado de las unidades monetarias cobradas y pagadas.

$$VAN = -I_0 + \sum_{i=0}^n \frac{FC_n}{(1 + i_r)^n}$$

Donde:

- lo es la inversión inicial;
- $i_r$ : Tasa de actualización;
- $FC_n$ : es el flujo de caja del año n;
- n: Es la vida útil de la instalación

- **TIR (Tasa Interna de Rentabilidad)**

El TIR o la Tasa Interna de Retorno es la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión y es la tasa de descuento que iguala, en el momento inicial, la corriente futura de cobros con la de pagos, generando un VAN igual a cero.

$$TIR = -I_0 + \sum_{i=0}^n \frac{FC_n}{(1 + i_r)^n} = 0$$

El TIR indica que solo es interesante realizar la inversión en aquellos proyectos cuyo TIR sea superior a la tasa de descuento aplicada.

- **PERIODO DE RETORNO (PAY BACK)**

El periodo de retorno representa el número de años en que la inversión se paga a sí misma con los recursos generados a partir de la instalación.

Cuando los flujos acumulados superan la inversión inicial es cuando se determina el periodo de retorno.

$$PR = \frac{I_0}{FC_{promedio}}$$

#### **8.4. RESULTADO DE ANÁLISIS DE AUTOCONSUMO**

En este caso se lleva a cabo el análisis de viabilidad de la instalación por autoconsumo pagada mediante fondos propios, cuya cantidad inicial es 208197,04€.

El valor actual neto (VAN) al cabo de 25 años es de 240386,12. La tasa interna de retorno (TIR) es de 7,342 %. El pay back se sitúa en 10,35 años.

#### **8.5. RESULTADO DE ANÁLISIS DE VENTA DE ENERGÍA**

En este caso se lleva a cabo el análisis de viabilidad de la instalación con venta de energía pagada mediante fondos propios, cuya cantidad inicial es 208197,04€.

El valor actual neto (VAN) al cabo de 25 años es de 145828,07. La tasa interna de retorno (TIR) es de 5,04%. El pay back se sitúa en 13,10 años.

## 8.6. EVALUACIÓN DE RESULTADOS

Por lo tanto se puede concluir, que la instalación más rentable es la de autoconsumo, ya que se consigue mayor ahorro económico reduciendo el consumo de energía eléctrica que en la venta de la energía producida por la instalación solar fotovoltaica.

En ambas instalaciones se obtiene un VAN mayor que 0, por lo tanto ambas serían rentables y además se obtiene un periodo de retorno menor a 25 años en las dos, pero en la instalación de vertido a red este periodo de retorno es mayor a 10 años, mientras en la instalación de autoconsumo es aproximadamente 10 años.

Además la rentabilidad obtenida en la venta de energía es pequeña y por lo tanto no es rentable. Por lo que se concluye, que la instalación de autoconsumo con una rentabilidad más alta que la instalación de venta de energía y mayor del 5% es una opción viable económicamente para desarrollar.

## 9. CONCLUSIONES

Primeramente, se quiere concluir los resultados de la auditoría energética. Puesto que los trabajadores no tienen una conciencia de ahorro energético, se ha concluido que para corregir este problema se van a instalar sensores de presencia en zonas comunes de descanso, aseos y oficinas. Se van a instalar tres tipos de sensores, dos de 360° y un tipo de 180°, consiguiendo un ahorro considerable ya que las estancias con sensores de presencia no estarán iluminadas durante toda la jornada laboral.

En la segunda parte de la auditoría energética se ha intentado alcanzar el mayor ahorro posible mediante la sustitución de las lámparas actuales por otras de mayor eficiencia y menor consumo, así como la corrección del desequilibrio de fases que se genera en la instalación del alumbrado. Se ha estudiado tanto técnicamente como económicamente dos escenarios posibles, sustitución de las lámparas actuales por lámparas de inducción y la sustitución de estas por lámparas Led.

La primera situación genera un ahorro 170890,08kW/año y de aproximadamente 14696,55€. En el estudio económico la rentabilidad de la situación es del 37% y se obtiene un VAN positivo. Sin embargo la segunda situación, sustituyendo las lámparas por lámparas Led se consigue un ahorro 249274,56kW/año, y de aproximadamente 21437,61€, pero su VAN es negativo por lo que se ha concluido que esta opción no es rentable.

Aunque ambas situaciones tengan un ahorro similar tanto de energía como de precio, han generado diferente rentabilidad ya que en la primera situación se deben sustituir menos lámparas de inducción ya que durante los últimos años han estado cambiando las lámparas de vapor de sodio por inducción, por lo que la inversión que se debe hacer en la primera situación respecto a la segunda es mucho menor, 33437,88€ frente a 130871,76€ de la segunda situación estudiada.

El diseño de la instalación fotovoltaica se ha realizado intentando alcanzar la mayor fiabilidad técnica y rentabilidad, resultando una instalación segura y eficiente. A lo largo de la memoria, se han ido justificando económica y técnicamente, todas las decisiones que se han tomado,

por lo que los resultados obtenidos son coherentes y fiables. Esta instalación se ha diseñado conforme a la normativa española que le corresponde.

El estudio eléctrico ha concluido que la instalación generará una potencia de 124,950kWp, utilizando paneles fotovoltaicos policristalinos de 255 W, y anualmente producirá 194,41MWh que serán para autoconsumo de la instalación de alumbrado interior de la planta, pero con opción a la inyección a red en momentos de mayor producción.

El factor de rendimiento de la instalación será de un 88,5%, por lo que la instalación tendrá una alta eficiencia.

Por otro lado el estudio económico se ha realizado en dos escenarios distintos: siendo una instalación de autoconsumo únicamente y tratándose de una instalación que vierte a red toda la energía eléctrica que produce. El coste total de la instalación en ambos escenarios es el mismo, ya que tanto en la instalación de autoconsumo como en la instalación de vertido a red se necesitan las mismas protecciones, las mismas instalaciones y en ambas un contador bidireccional. El coste de ambas instalaciones es de 208197,04€.

Tras la realización de este estudio se ha concluido que actualmente no es viable invertir en una instalación fotovoltaica para venta de energía, ya que aun obteniendo un VAN positivo y el periodo de retorno menor a la vida útil de la instalación, la rentabilidad que genera esta instalación en ambas situaciones es muy pequeña, puesto que si se vierte toda la energía generada a red se consigue una rentabilidad del 5,04%. En contraste, invertir en una instalación fotovoltaica de autoconsumo es viable ya que el periodo de retorno es en 10 años, un tiempo de retorno normal para un proyecto con una inversión inicial tan alta. Así mismo se consigue una rentabilidad del 7,342% la cual es mayor que el 5% que generaría depositar este dinero en un banco.

Actualmente el precio del kWh, es muy inferior al que se conseguía con la tarifa regulada en 2009, por lo que aunque los costes de la instalación hayan disminuido desde 2009, la instalación no es rentable a día de hoy. Por lo que se puede concluir que la instalación solar fotovoltaica de venta a red no es rentable hasta que aumente el precio de venta, mientras que la instalación de autoconsumo es rentable ya que hace ahorrar una parte considerable cada año.

El impacto ambiental derivados de una instalación fotovoltaica es prácticamente nulo. El impacto más notable se produce en la fabricación de los componentes y este se ha regulado por leyes para que no afecte en gran medida al medio ambiente. El uso de este tipo de instalaciones ayuda a sensibilizar a los ciudadanos sobre el ahorro energético, además al estar integrado arquitectónicamente en un edificio, se logra una novedosa y mejor imagen del edificio.

## 10. PLANIFICACIÓN

### 10.1. PLANIFICACIÓN DEL TRABAJO

Para la realización del proyecto se ha realizado una planificación para el cumplimiento de las tareas necesarias para llevar a cabo el proyecto. Se puede encontrar la planificación a continuación.

Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin
Realización planos de la situación de cada lámpara	10 días	lun 07/11/16	vie 18/11/16
Iluminación zonas y niveles mínimos por norma	1 día	lun 21/11/16	lun 21/11/16
Cálculo del consumo de potencia	1 día	mar 22/11/16	mar 22/11/16
Análisis de la situación lumínica por los trabajadores	3 días	mié 23/11/16	vie 25/11/16
Propuesta de soluciones para el auto apagado de la iluminación	1 día	lun 28/11/16	lun 28/11/16
Búsqueda de sensores y pulsadores temporizados	3 días	mar 29/11/16	jue 01/12/16
Análisis de las diferentes lámparas	1 día	vie 02/12/16	vie 02/12/16
Realización plano de lámparas por fases	1 día	lun 05/12/16	lun 05/12/16
Comprobación del equilibrado de las fases	1 día	mar 06/12/16	mar 06/12/16
Realización del equilibrado de fases	5 días	mié 07/12/16	mar 13/12/16
Coste de las inversiones lumínicas	2 días	mié 14/12/16	jue 15/12/16
Búsqueda de instalaciones fotovoltaicas de mediatensión	6 días	vie 16/12/16	vie 23/12/16
Estimación de los componentes necesarios para 100kW	2 días	lun 09/01/17	mar 10/01/17
Búsqueda de módulos fotovoltaicos	3 días	mié 11/01/17	vie 13/01/17
Búsqueda de inversores	1 día	vie 13/01/17	vie 13/01/17
Dimensionamiento de la instalación	6 días	lun 16/01/17	lun 23/01/17
Dimensionamiento del cableado de la instalación	4 días	lun 23/01/17	jue 26/01/17
Dimensionamiento del	1 día	vie 27/01/17	vie 27/01/17

MEMORIA DESCRIPTIVA

entubado			
Dimensionamiento de las protecciones	10 días	lun 30/01/17	vie 10/02/17
Pérdidas de la instalación	1 día	lun 13/02/17	lun 13/02/17
Cálculo de la producción	2 días	mar 14/02/17	mié 15/02/17
Planos de la instalación y de la auditoría	20 días	mar 17/01/17	lun 13/02/17
Realización del impacto ambiental	1 día	jue 16/02/17	jue 16/02/17
Presupuestos y viabilidad económica	4 días	lun 20/02/17	jue 23/02/17
Pliego de condiciones	5 días	vie 24/02/17	jue 02/03/17
Revisión de documentos	3 días	mié 01/03/17	vie 03/03/17

Tabla 13: Distribución de las horas y las tareas a realizar

### 10.2. DIAGRAMA DE GANTT

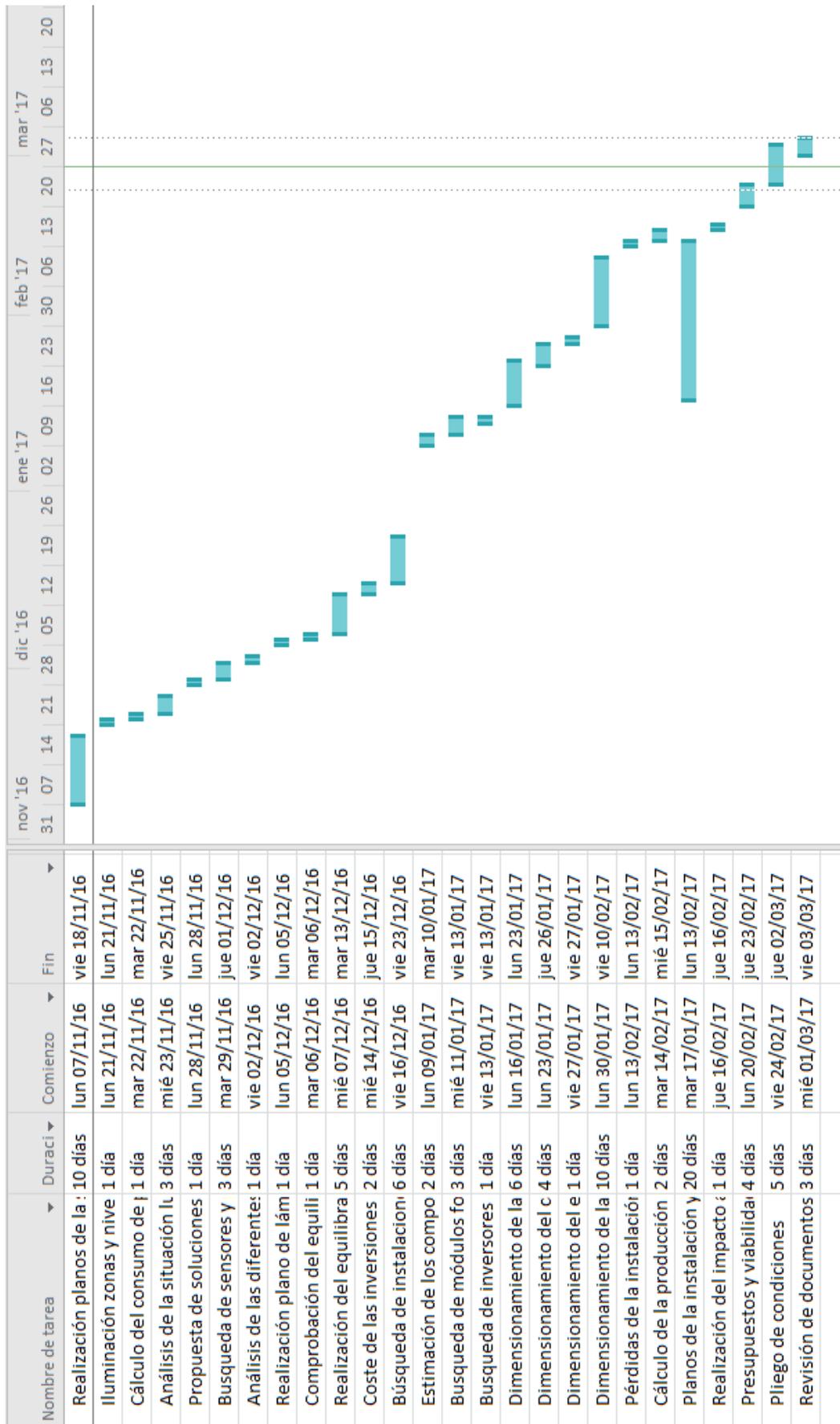


Figura 14: Diagrama de Gantt

## **11.ORDEN DE PRIORIDAD ENTRE LOS DOCUMENTOS**

Memoria

Cálculos

Planos

Pliego de condiciones

Presupuesto

# CÁLCULOS



## ÍNDICE

<b>1. AUDITORÍA ENERGÉTICA:</b>	<b>5</b>
• SELECCIÓN DE DISPOSITIVOS AUTOMÁTICOS DE ILUMINACIÓN:	5
• EQUILIBRADO DE FASES Y COMPARACIÓN DE INVERSIONES:	11
<b>2. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA:</b>	<b>23</b>
<b>2.1. SELECCIÓN DEL MÓDULO SOLAR FOTOVOLTAICO:</b>	<b>23</b>
<b>2.2. DIMENSIONADO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO Y DEL INVERSOR</b>	<b>29</b>
• CÁLCULO DEL NÚMERO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	29
<b>2.3. INCLINACIÓN, ORIENTACIÓN Y SEPARACIÓN DE LOS PANELES</b>	<b>31</b>
• INCLINACIÓN Y ORIENTACIÓN	31
• DISTANCIA ENTRE MÓDULOS	34
<b>2.4. CABLEADO</b>	<b>43</b>
• DIMENSIONADO MEDIANTE EL CRITERIO DE INTENSIDAD MÁXIMA	43
1. CABLEADO ENTRE LOS MÓDULOS Y LA CAJA DE PROTECCIÓN DE CC:	43
2. CABLEADO ENTRE LA CAJA DE PROTECCIÓN DE CC Y EL INVERSOR:	44
3. CABLEADO ENTRE EL INVERSOR Y LA CAJA DE PROTECCIÓN DE AC:	45
4. CABLEADO ENTRE LA CAJA DE PROTECCIÓN DE AC Y LA CONEXIÓN:	46
• DIMENSIONADO DEL CABLEADO DEL CONDUCTOR DE PROTECCIÓN	50
<b>2.5. DIMENSIONADO DEL ENTUBADO</b>	<b>51</b>
<b>2.6. DIMENSIONAMIENTO DE LAS PROTECCIONES</b>	<b>54</b>
2.6.1. PROTECCIONES EN CORRIENTE CONTINUA	54
• FUSIBLES EN LAS RAMAS DE LOS MÓDULOS	54
• INTERRUPTORES SECCIONADORES	55
• DESCARGADOR DE SOBRETENSIÓN	56
2.6.2. PROTECCIONES EN CORRIENTE ALTERNA	57
• INTERRUPTOR MAGNETOTÉRMICO O AUTOMÁTICO	57
• INTERRUPTOR DIFERENCIAL	58
• INTERRUPTOR FRONTERA (MAGNETOTÉRMICO)	58
• INTERRUPTOR DIFERENCIAL	59
• FUSIBLES EN CORRIENTE ALTERNA	59
2.6.3. PUESTA A TIERRA	62
• RESISTENCIA DE LA TOMA DE TIERRA	62
• DISEÑO DE LOS ELECTRODOS	62
<b>2.7. PÉRDIDAS DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA</b>	<b>64</b>
• PÉRDIDAS POR TEMPERATURA	64
• PÉRDIDAS POR CALIDAD DEL MÓDULO	64
• PÉRDIDAS POR MISMATCH	64
• PÉRDIDAS POR POLVO Y SUCIEDAD	65
• PÉRDIDAS POR SOMBREADO	65
• PÉRDIDAS ANGULARES	65
• PÉRDIDAS POR EL RENDIMIENTO DEL INVERSOR	65
• PÉRDIDAS POR CAÍDAS ÓHMICAS EN EL CABLEADO	65

<b>2.8.</b>	<b>CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA</b>	<b>66</b>
2.8.1.	VALOR MEDIO ANUAL DE LA IRRADIACIÓN DIARIA SOBRE EL PLANO GENERADOR	66
2.8.2.	RENDIMIENTO ENERGÉTICO DE LA INSTALACIÓN "PR"	69
2.8.3.	ESTIMACIÓN DE LA ENERGÍA INYECTADA	70

## 1. AUDITORÍA ENERGÉTICA:

### • SELECCIÓN DE DISPOSITIVOS AUTOMÁTICOS DE ILUMINACIÓN:

#### - Sensores de 360º para oficinas y salas de descanso:

En la elección de los sensores de presencia o de los temporizadores se ha establecido tanto oficinas como salas de descanso tendrán sensores de presencia instalados en el techo para que se detecte la presencia en los locales mientras haya ocupación. A continuación se establecen los cálculos llevados a cabo para la elección del mejor sensor para este proyecto.

SENSOR	PRECIO [€]	DISTANCIA [m]	ÁNGULO	VELOCIDAD DETECCIÓN	SENSIBILIDAD LUZ AMB	ALTURA INSTALACIÓN [m]	DETECCIÓN FUENTE CALOR	GASTOS DE ENVIO
60.253/TCH/1S	13,56	12	360º	0,6-1,5m/s	3-2000 lux	2,0-8,0	SI	NO
GSC1400972-EL-PIR10	9,85	8	360º	0,6-1,5m/s	3-2000 lux	2,0-4,0	NO	NO
60.253/EMP	9,03	6	360º	0,6-1,5m/s	3-2000 lux	0,5-3,5	NO	NO
DETEC-360-PIR-efeled	12,95	6	360º	0,6-1,5m/s	3-2000 lux	2,0-4,0	SI	SI
DETEC-360-PIR-el	7,95	6	360º	0,6-1,5m/s	3-2000 lux	2,2-4	SI	SI
	2	1	3	6	8	7	4	5

Tabla 14: Tabla de asignación de la importancia para el criterio de elección

	DISTANCIA	PRECIO	ÁNGULO	DETEC.FUENTE	GASTOS ENVIOS	VELOCIDAD DET.	ALTURA INSTAL.	SENSIB. LUZ
DISTANCIA	1	9	9	8	6	5	4	3
PRECIO	1/9	1	9	8	8	7	6	6
ANGULO	1/9	1/9	1	8	2	5	4	3
DETEC. FUENTE CALOR	1/8	1/8	1/8	1	2	6	4	3
GASTOS ENVIOS	1/6	1/8	1/2	1/2	1	2	2	2
VELOCIDAD DETECCIÓN	1/5	1/7	1/5	1/6	1/2	1	7	5
ALTURA INSTALACIÓN	1/4	1/6	1/4	1/4	1/2	1/7	1	4
SENSIB. LUZ AMB	1/3	1/6	1/3	1/3	1/2	1/5	1/4	1

Tabla 15: Tabla de relación de los criterios

$$W_{distancia} = (1 * 9 * 9 * 8 * 6 * 5 * 4 * 3)^{1/8} = 4,688$$

$$W_{precio} = \left(\frac{1}{9} * 1 * 9 * 8 * 8 * 7 * 6 * 6\right)^{1/8} = 3,357$$

$$W_{angulo} = \left(\frac{1}{9} * \frac{1}{9} * 1 * 8 * 2 * 5 * 4 * 3\right)^{1/8} = 1,362$$

$$W_{det. fuente} = \left(\frac{1}{8} * \frac{1}{8} * \frac{1}{8} * 1 * 2 * 6 * 4 * 3\right)^{1/8} = 0,853$$

$$W_{gastos} = \left(\frac{1}{6} * \frac{1}{8} * \frac{1}{2} * \frac{1}{2} * 1 * 2 * 2 * 2\right)^{1/8} = 0,672$$

$$W_{veloc} = \left(\frac{1}{5} * \frac{1}{7} * \frac{1}{5} * \frac{1}{6} * \frac{1}{2} * 1 * 7 * 5\right)^{1/8} = 0,599$$

$$W_{altura} = \left(\frac{1}{4} * \frac{1}{6} * \frac{1}{4} * \frac{1}{4} * \frac{1}{2} * \frac{1}{7} * 1 * 4\right)^{1/8} = 0,406$$

Cálculos

$$W_{sensib} = \left(\frac{1}{3} * \frac{1}{6} * \frac{1}{3} * \frac{1}{3} * \frac{1}{2} * \frac{1}{5} * \frac{1}{4} * 1\right)^{1/8} = 0,334$$

$$W_{distancia} = \frac{4,688}{4,688 + 3,357 + 1,362 + 0,853 + 0,672 + 0,599 + 0,406 + 0,334} = 0,382$$

$$W_{precio} = \frac{3,357}{4,688 + 3,357 + 1,362 + 0,853 + 0,672 + 0,599 + 0,406 + 0,334} = 0,274$$

$$W_{angulo} = \frac{1,362}{4,688 + 3,357 + 1,362 + 0,853 + 0,672 + 0,599 + 0,406 + 0,334} = 0,111$$

$$W_{det. fuente} = \frac{0,853}{4,688 + 3,357 + 1,362 + 0,853 + 0,672 + 0,599 + 0,406 + 0,334} = 0,070$$

$$W_{gastos} = \frac{0,672}{4,688 + 3,357 + 1,362 + 0,853 + 0,672 + 0,599 + 0,406 + 0,334} = 0,055$$

$$W_{veloc} = \frac{0,599}{4,688 + 3,357 + 1,362 + 0,853 + 0,672 + 0,599 + 0,406 + 0,334} = 0,049$$

$$W_{altura} = \frac{0,406}{4,688 + 3,357 + 1,362 + 0,853 + 0,672 + 0,599 + 0,406 + 0,334} = 0,033$$

$$W_{sensib} = \frac{0,334}{4,688 + 3,357 + 1,362 + 0,853 + 0,672 + 0,599 + 0,406 + 0,334} = 0,027$$

	DISTANCIA	PRECIO	ÁNGULO	DETEC.FUENTE	GASTOS ENVIOS	VELOCIDAD DET.	ALTURA INSTAL.	SENSIB. LUZ
60.253/TCH/1S	1	0,2	1	1	1	1	1	1
GSC1400972-EL-PIR10	0,8	0,6	1	0,4	1	1	0,6	1
60.253/EMP	0,6	0,8	1	0,4	1	1	0,8	1
DETEC-360-PIR-efeled	0,6	0,4	1	1	0,4	1	0,6	1
DETEC-360-PIR-el	0,6	1	1	1	0,4	1	0,2	1

Tabla 16: Tabla de prioridad por las características de los sensores de presencia

$$60.253/TCH/1S = (1 * 0,382) + (0,2 * 0,274) + (1 * 0,111) + (1 * 0,07) + (1 * 0,055) + (1 * 0,049) + (1 * 0,033) + (1 * 0,027) = \mathbf{0,781}$$

$$GSC1400972-EL-PIR10 = (0,8 * 0,382) + (0,6 * 0,274) + (1 * 0,111) + (0,4 * 0,07) + (1 * 0,055) + (1 * 0,049) + (0,6 * 0,033) + (1 * 0,027) = \mathbf{0,759}$$

$$60.253/EMP = (0,6 * 0,382) + (0,8 * 0,274) + (1 * 0,111) + (0,4 * 0,07) + (1 * 0,055) + (1 * 0,049) + (0,8 * 0,033) + (1 * 0,027) = \mathbf{0,744}$$

$$DETEC-360-PIR-efeled = (0,6 * 0,382) + (0,4 * 0,274) + (1 * 0,111) + (1 * 0,07) + (0,4 * 0,055) + (1 * 0,049) + (0,6 * 0,033) + (1 * 0,027) = \mathbf{0,637}$$

$$DETEC-360-PIR-el = (0,6 * 0,382) + (1 * 0,274) + (1 * 0,111) + (1 * 0,07) + (0,4 * 0,055) + (1 * 0,049) + (0,2 * 0,033) + (1 * 0,027) = \mathbf{0,788}$$

## Cálculos

Se llega a la conclusión que el detector de 360° PIR de EFECTOLED de precio 7,95€ con una distancia de 6 metros es la mejor elección, si las zonas de detección son de 6 metros o menos. Pero si las áreas de detección son de 6 a 12 metros se elegirá el detector 60.253/TCH/1S de electroservi o dh con un precio de 9,03€.

### - Sensores de 180º para baños:

Por otro lado, en baños se ha establecido los sensores de presencia de pared o instalar temporizadores en los pulsadores. A continuación se establecen los cálculos para la elección del mejor sensor. Pero se debe realizar los cálculos para establecer si es mejor colocar sensores o temporizadores, por lo tanto más adelante se hará la elección.

En la elección de los sensores de pared se han realizado los siguientes cálculos:

SENSOR	PRECIO[€]	DISTANCIA[m]	ÁNGULO	TURA INSTALACI	AJUSTE TIEMPO	CARGA MÁXIMA	GASTOS ENVIO
60.253-GSC14148	8,55	12	180	0,5-3,5	8seg-7min	1200	SI
Duolec	8,06	12	180	1,8-2,5	10seg-7min	1200	SI
Steinel IS 1	28,41	10	120		8seg-35min	500	NO
V-TAC	9,24	12	180	1,8-2,5	10seg-7min	1200	SI
	4	1	2	5	7	3	6

Tabla 17: Tabla de asignación de la importancia para el criterio de elección

	DISTANCIA	ÁNGULO	CARGA MAX.	PRECIO	ALT. INSTALADA	GASTOS ENVIO	AJUSTE TIEMPO
DISTANCIA	1	8	4	9	8	2	6
ÁNGULO	1/8	1	2	9	5	6	7
CARGA MÁXIMA	1/4	1/2	1	9	2	5	3
PRECIO	1/9	1/9	1/9	1	8	9	7
ALTURA INSTALADA	1/8	1/5	1/2	1/8	1	3	8
GASTOS ENVIO	1/2	1/6	1/5	1/9	1/3	1	2
AJUSTE TIEMPO	1/6	1/7	1/3	1/7	1/8	1/2	1

Tabla 18: Tabla de relación de los criterios

$$W_{distancia} = (1 * 8 * 4 * 9 * 8 * 2 * 6)^{1/7} = 4,310$$

$$W_{angulo} = \left(\frac{1}{8} * 1 * 2 * 9 * 5 * 6 * 7\right)^{1/7} = 2,410$$

$$W_{cargamax} = \left(\frac{1}{4} * \frac{1}{2} * 1 * 9 * 2 * 5 * 3\right)^{1/7} = 1,653$$

$$W_{precio} = \left(\frac{1}{9} * \frac{1}{9} * \frac{1}{9} * 1 * 8 * 9 * 7\right)^{1/7} = 0,949$$

$$W_{altura} = \left(\frac{1}{8} * \frac{1}{5} * \frac{1}{2} * \frac{1}{8} * 1 * 3 * 8\right)^{1/7} = 0,626$$

$$W_{gastos} = \left(\frac{1}{2} * \frac{1}{6} * \frac{1}{5} * \frac{1}{9} * \frac{1}{3} * 1 * 2\right)^{1/7} = 0,384$$

$$W_{ajustes} = \left(\frac{1}{6} * \frac{1}{7} * \frac{1}{3} * \frac{1}{7} * \frac{1}{8} * \frac{1}{2} * 1\right)^{1/7} = 0,255$$

## Cálculos

$$W_{\text{distancia}} = \frac{4,310}{4,310 + 2,410 + 1,653 + 0,949 + 0,626 + 0,384 + 0,255} = 0,407$$

$$W_{\text{angulo}} = \frac{2,410}{4,310 + 2,410 + 1,653 + 0,949 + 0,626 + 0,384 + 0,255} = 0,228$$

$$W_{\text{cargamax}} = \frac{1,653}{4,310 + 2,410 + 1,653 + 0,949 + 0,626 + 0,384 + 0,255} = 0,156$$

$$W_{\text{precio}} = \frac{0,949}{4,310 + 2,410 + 1,653 + 0,949 + 0,626 + 0,384 + 0,255} = 0,090$$

$$W_{\text{altura}} = \frac{0,626}{4,310 + 2,410 + 1,653 + 0,949 + 0,626 + 0,384 + 0,255} = 0,059$$

$$W_{\text{gastos}} = \frac{0,384}{4,310 + 2,410 + 1,653 + 0,949 + 0,626 + 0,384 + 0,255} = 0,036$$

$$W_{\text{ajustes}} = \frac{0,255}{4,310 + 2,410 + 1,653 + 0,949 + 0,626 + 0,384 + 0,255} = 0,024$$

	DISTANCIA	ÁNGULO	CARGA MAX.	PRECIO	ALT. INSTALADA	GASTOS ENVIO	AJUSTE TIEMPO
60.253-GSC14148	1	1	1	0,75	1	0,75	0,75
Duolec	1	1	1	1	0,75	0,75	0,5
Steinel IS 1	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	1	1
V-TAC	1	1	1	0,5	0,75	0,75	0,5

Tabla 19: Tabla de prioridad por las características de los sensores de presencia

$$60.253-GSC14148 = (1 * 0,407) + (1 * 0,228) + (1 * 0,156) + (0,75 * 0,090) + (1 * 0,059) + (0,75 * 0,036) + (0,75 * 0,024) = \mathbf{0,962}$$

$$\text{Duolec} = (1 * 0,407) + (1 * 0,228) + (1 * 0,156) + (1 * 0,090) + (0,75 * 0,059) + (0,75 * 0,036) + (0,5 * 0,024) = \mathbf{0,964}$$

$$\text{Steinel IS1} = (0,25 * 0,407) + (0,25 * 0,228) + (0,25 * 0,156) + (0,25 * 0,090) + (0,25 * 0,059) + (1 * 0,036) + (1 * 0,024) = \mathbf{0,295}$$

$$\text{V-TAC} = (1 * 0,407) + (1 * 0,228) + (1 * 0,156) + (0,5 * 0,090) + (0,75 * 0,059) + (0,75 * 0,036) + (0,5 * 0,024) = \mathbf{0,919}$$

Se llega a la conclusión que el sensor que se debe elegir es el sensor Duolec de precio 8,06€ con una distancia de 12 metros.

### - Pulsador temporizado para baños:

A continuación se hace el estudio para elegir en los baños el temporizador adecuado.

TEMPORIZADOR	PRECIO	FLUORESCEN	DE BAJO CONSU	MONTAJE	LED INDICAD	CONTADOR	INSTALACIÓN
PT GAR EL1	45,45	SI	SI	GARRAS	SI	SI	EMPOTRABLE
PT EMP EL4	45,45	SI	SI	TORNILLOS	SI	SI	EMPOTRABLE
PT SUP EL4	50,35	SI	SI	TORNILLOS	SI	SI	SUPERFICIE
PT EMP EL5/6	49,4	SI	SI	TORNILLOS	SI	SI	EMPOTRABLE
	1	3	2	5	6	7	4

Tabla 20: Tabla de asignación de la importancia para el criterio de elección

Cálculos

	PRECIO	DE BAJO CON	FLUORESTCENTE	INSTALACIÓ	MONTAJE	LED INDICAD	CONTADOR
PRECIO	1	9	9	7	5	4	3
DE BAJO CONSUMO	1/9	1	4	4	4	2	2
FLUORESCENTE	1/9	1/4	1	4	4	2	2
INSTALACIÓN	1/7	1/4	1/4	1	8	4	3
MONTAJE	1/5	1/4	1/4	1/8	1	3	5
LED INDICADOR	1/4	1/2	1/2	1/4	1/3	1	2
CONTADOR	1/3	1/2	1/2	1/3	1/5	1/2	1

Tabla 21: Tabla de relación de los criterios

$$W_{distancia} = (1 * 9 * 9 * 7 * 5 * 4 * 3)^{1/7} = 3,685$$

$$W_{angulo} = \left(\frac{1}{9} * 1 * 4 * 4 * 4 * 2 * 2\right)^{1/7} = 1,520$$

$$W_{cargamax} = \left(\frac{1}{9} * \frac{1}{4} * 1 * 4 * 4 * 2 * 2\right)^{1/7} = 1,075$$

$$W_{precio} = \left(\frac{1}{7} * \frac{1}{4} * \frac{1}{4} * 1 * 8 * 4 * 3\right)^{1/7} = 0,981$$

$$W_{altura} = \left(\frac{1}{5} * \frac{1}{4} * \frac{1}{4} * \frac{1}{8} * 1 * 3 * 5\right)^{1/7} = 0,626$$

$$W_{gastos} = \left(\frac{1}{4} * \frac{1}{2} * \frac{1}{2} * \frac{1}{4} * \frac{1}{3} * 1 * 2\right)^{1/7} = 0,565$$

$$W_{ajustes} = \left(\frac{1}{3} * \frac{1}{2} * \frac{1}{2} * \frac{1}{3} * \frac{1}{5} * \frac{1}{2} * 1\right)^{1/7} = 0,479$$

$$W_{distancia} = \frac{3,685}{3,685 + 1,520 + 1,075 + 0,981 + 0,626 + 0,565 + 0,479} = 0,413$$

$$W_{angulo} = \frac{1,520}{3,685 + 1,520 + 1,075 + 0,981 + 0,626 + 0,565 + 0,479} = 0,170$$

$$W_{cargamax} = \frac{1,075}{3,685 + 1,520 + 1,075 + 0,981 + 0,626 + 0,565 + 0,479} = 0,120$$

$$W_{precio} = \frac{0,981}{3,685 + 1,520 + 1,075 + 0,981 + 0,626 + 0,565 + 0,479} = 0,110$$

$$W_{altura} = \frac{0,626}{3,685 + 1,520 + 1,075 + 0,981 + 0,626 + 0,565 + 0,479} = 0,070$$

$$W_{gastos} = \frac{0,565}{3,685 + 1,520 + 1,075 + 0,981 + 0,626 + 0,565 + 0,479} = 0,063$$

$$W_{ajustes} = \frac{0,479}{3,685 + 1,520 + 1,075 + 0,981 + 0,626 + 0,565 + 0,479} = 0,054$$

	PRECIO	DE BAJO CON	FLUORESTCENTE	INSTALACIÓ	MONTAJE	LED INDICAD	CONTADOR
PT GAR EL1	1	1	1	0,25	0,75	1	1
PT EMP EL4	1	1	1	1	0,75	1	1
PT SUP EL4	0,25	1	1	1	1	1	1
PT EMP EL5/6	0,5	1	1	1	0,75	1	1

Tabla 22: Tabla de prioridad por las características de los pulsadores

## Cálculos

$$PTGAREL1=(0,413*1)+(0,170*1)+(0,120*1)+(0,110*0,25)+(0,070*0,75)+(0,063*1)+(0,054*1)=$$

**0,900**

$$PTEMPEL4=(0,413*1)+(0,170*1)+(0,120*1)+(0,110*1)+(0,070*0,75)+(0,063*1)+(0,054*1)=$$

**0,982**

PT SUP

$$EL4=(0,413*0,25)+(0,170*1)+(0,120*1)+(0,110*1)+(0,070*0,75)+(0,063*1)+(0,054*1)=$$

**0,690**

$$PT EMP EL5/6=(0,413*0,5)+(0,170*1)+(0,120*1)+(0,110*0,25)+(0,070*0,75)+(0,063*1)+(0,054*1)=$$

**0,900**

Se llega a la conclusión que el pulsador temporizado que se debe elegir es PT EMP EL4 con precio de 45,45€.

### - Análisis de los resultados:

Para instalar en los baños de la nave se ha obtenido con el criterio de selección el sensor de presencia Duolec de precio 8,06€ con una distancia de 12 metros. Al mismo tiempo, el pulsador temporizado PT EMP EL4 con coste de 45,45€. Ambos son para instalar en estancias de pequeño tamaño. En total hay 6 baños en la nave de estudio, por lo tanto como hay una gran diferencia económica entre los sensores de presencia y los pulsadores temporizados se opta por elegir los sensores de presencia por un precio de 8,06€ cada uno. Con un coste total de 48,36€ para las 6 estancias.

Para el resto de estancias, tanto salas de descanso como oficinas se ha obtenido mediante el criterio de elección el sensor de presencia de 360º PIR de EFECTOLED con un precio de 7,95€ con una distancia de 6 metros, si las zonas de detección son de 6 metros o menos. Pero si las áreas de detección son de 6 a 12 metros se elegirá el detector 60.253/TCH/1S con un coste de 9,03€.

El coste total de la inversión se puede ver seguidamente.

$$Coste_{sensor\ 360^\circ} = (7,95€ * 11sensores) + (9,03€ * 15sensores) = 222,9€$$

$$Coste_{sensor\ 180^\circ} = 8,06€ * 6estancias = 48,36€$$

$$Coste_{total} = Coste_{360} + Coste_{180} = 222,9€ + 48,36€ = 271,26€$$

Se puede concluir este apartado con que la inversión para la instalación de sensores de presencia es de 271,26€, con un total de 32 sensores.

- **EQUILIBRADO DE FASES Y COMPARACIÓN DE INVERSIONES:**

Como se ha explicado en la memoria se debe comprobar si se produce un desequilibrio de fases. A continuación se tiene la tabla con las luminarias de la planta, las cuales están clasificadas en las líneas y en las fases que está instalada cada luminaria, así como la potencia consumida en cada fase para poder comprobar si se produce un desequilibrio en la instalación eléctrica.

	R [W]	S [W]	T [W]
Línea 7-3	600	800	72
Línea 7-2	600	0	350
Línea 7-1	0	600	800
Línea 8-5	0	600	400
Línea 8-3	600	400	0
Línea 8-1	400	0	600
Línea 8-2	0	600	400
Línea 8-4	600	400	0
Línea 8-6	450	0	650
Línea 9-1	0	600	450
Línea 9-2	400	0	700
Línea 9-3	650	450	72
Línea 4-6	0	800	750
Línea 4-4	800	750	0
Línea 4-2	800	0	800
Línea 4-5	600	144	550
Línea 4-3	0	600	600
Línea 4-1	550	550	0
Línea 5-12	0	800	800
Línea 5-10	900	850	0
Línea 5-8	650	0	650
Línea 5-6	0	900	850
Línea 5-4	800	900	0
Línea 5-2	950	0	850
Línea 5-11	800	0	1050
Línea 5-9	0	850	850
Línea 5-7	1000	800	0
Línea 5-5	800	0	1000
Línea 5-3	0	1000	800
Línea 5-1	200	450	0
Línea 6-2	600	0	450
Línea 6-4	600	600	0
Línea 6-6	72	850	400
Línea 6-1	672	344	200
Línea 6-3	72	622	294
Línea 6-5	294	288	422

Línea 2-6	72	450	400
Línea 2-4	350	400	72
Línea 2-2	400	0	600
Línea 2-5	550	144	750
Línea 2-3	0	700	500
Línea 2-1	800	600	72
Línea 1-12	0	600	400
Línea 1-10	600	400	0
Línea 1-8	650	0	650
Línea 1-6	0	600	700
Línea 1-4	750	750	0
Línea 1-2	750	72	750
Línea 1-11	600	0	600
Línea 1-9	0	600	600
Línea 1-7	400	400	0
Línea 1-5	450	0	700
Línea 1-3	0	500	400
Línea 1-1	700	450	0
Línea 3-2	522	0	650
Línea 3-4	650	600	0
Línea 3-6	72	400	400
Línea 3-1	450	572	0
Línea 3-3	0	500	700
Línea 3-5	750	0	500
Línea 10-1	1000	750	216
Línea 10-2	750	144	750
Línea 10-3	0	1000	750
Línea 10-4	750	700	0
Línea 10-5	750	216	800
Línea 10-6	144	750	750
<b>TOTAL</b>	<b>28370,0</b>	<b>28846,0</b>	<b>28520,0</b>

Tabla 23: Consumo eléctrico de la iluminaria general por fases

Con los resultados obtenidos se puede concluir que la fase que más consumo eléctrico tiene es la fase S, con 28846W. Por lo tanto se pagará a la compañía eléctrica por el consumo de la fase S más el consumo de las luminarias de los puestos de trabajo explicado a continuación.

En la siguiente tabla se hace referencia a la luminaria de los puestos de trabajo, que sirve de apoyo para conseguir los lux necesarios, según normativa, para realizar las tareas necesarias. Al no estar conectadas a la luminaria general no se clasifican por las fases a las cuales estén conectadas, puesto que esta luminaria es de apoyo y por lo tanto se diferencia por tipo de lámpara obteniendo el gasto total en vatios[W].

## Cálculos

	nº lámparas	vattios consumidos
inducción	54	10800
vapor de sodio	11	2750
LED	1	150
tubo LED	148	2368
tubo 36W	796	28656
tubo 18W	236	4248
<b>TOTAL</b>	<b>1246</b>	<b>48972</b>

Tabla 24: Consumo eléctrico de la iluminaria en zonas de trabajo

Con la obtención del consumo total de la luminaria general y de la luminaria de los puestos de trabajo se puede realizar los cálculos pertinentes para la obtención del consumo eléctrico por la iluminación de la planta que se consume en un día.

$$P_{total} = (P_{faseS} + P_{lumin}) * 24horas = (28846 + 48972) * 24horas = 1867632Wh/día = 1867,63kWh/día$$

$$P_{anual} = P_{total} * 365días = 1867,63 * 365 = 681685,68 kWh/año$$

$$Coste_{anual} = P_{anual} * Coste_{kWh} = 681685,68 * 0,086 = 58624,97€ año$$

Al calcular la potencia en cada fase, se ha obtenido unos resultados diferentes por lo que se puede decir que en la instalación hay un desequilibrio de tensiones. Por lo tanto para reducir el consumo de la fase S y conseguir que todas las fases tengan el mismo consumo energético se debe realizar un equilibrado de fases.

### - SUSTITUCIÓN POR LÁMPARAS DE INDUCCIÓN:

A continuación se adjunta una tabla con el número de iluminarias que hay en cada fase según su tipo.

	FASE R	FASE S	FASE T	Nºluminarias total
<b>vapor</b>	39	33	35	107
<b>inducción</b>	87	92	89	268
<b>LED</b>	4	6	9	19
<b>Tubo</b>	10	18	10	38

Tabla 25: Clasificación luminaria por fase y tipo

Por lo tanto, se deben de cambiar 107 lámparas de vapor de sodio por inducción y 38 lámparas de tubo por tubo LED, pero al tratarse de lámparas de tubo hay en cada lámpara 2 tubos, por lo tanto son 76 luminarias de tubo LED. Para mayor información sobre las luminarias correspondientes acudir al Anexo III: Catálogos.

Para obtener el mayor equilibrado posible se intercambian ciertas iluminarias entre fases, y se cambian de fase las iluminarias de tubo LED. En la línea 2-5 se intercambia la luminaria LED de la fase R por la luminaria de inducción de la fase T. En la línea 2-4 se intercambia la luminaria

## Cálculos

Led de la fase R por la luminaria de la fase S. En la línea 4-1 se intercambia la luminaria LED de la fase R por la luminaria de la fase S. En la línea 6-1 se intercambia la luminaria tipo LED de la fase R por la luminaria de la fase T. En la línea 6-5 se intercambia la luminaria LED de la fase R por la luminaria de la fase T. Finalmente se cambia 2 luminarias de tipo tubo de la fase T, colocando 1 luminaria en la fase S y 1 en la fase R. De este modo se consigue la mayor similitud en el consumo de las fases aprovechando las luminarias ya instaladas, reduciendo el consumo eléctrico y sin necesidad de un alto coste en la reorganización de las luminarias. A continuación se añaden los cálculos del equilibrado de fases y los consumos con esta nueva instalación.

	<b>R [W]</b>	<b>S [W]</b>	<b>T [W]</b>
<b>Línea 7-3</b>	632	800	0
<b>Línea 7-2</b>	600	0	350
<b>Línea 7-1</b>	0	600	800
<b>Línea 8-5</b>	0	600	400
<b>Línea 8-3</b>	600	400	0
<b>Línea 8-1</b>	400	0	600
<b>Línea 8-2</b>	0	600	400
<b>Línea 8-4</b>	600	400	0
<b>Línea 8-6</b>	400	0	600
<b>Línea 9-1</b>	0	600	400
<b>Línea 9-2</b>	400	0	600
<b>Línea 9-3</b>	600	400	32
<b>Línea 4-6</b>	0	800	750
<b>Línea 4-4</b>	800	750	0
<b>Línea 4-2</b>	800	0	800
<b>Línea 4-5</b>	600	64	550
<b>Línea 4-3</b>	0	600	600
<b>Línea 4-1</b>	600	500	0
<b>Línea 5-12</b>	0	800	800
<b>Línea 5-10</b>	800	800	0
<b>Línea 5-8</b>	600	0	600
<b>Línea 5-6</b>	0	800	800
<b>Línea 5-4</b>	800	800	0
<b>Línea 5-2</b>	800	0	800
<b>Línea 5-11</b>	800	0	1000
<b>Línea 5-9</b>	0	800	800
<b>Línea 5-7</b>	1000	800	0
<b>Línea 5-5</b>	800	0	1000
<b>Línea 5-3</b>	0	1000	800
<b>Línea 5-1</b>	200	400	0
<b>Línea 6-2</b>	600	0	400
<b>Línea 6-4</b>	600	600	0
<b>Línea 6-6</b>	32	750	400

Línea 6-1	632	214	200
Línea 6-3	32	582	214
Línea 6-5	264	128	332
Línea 2-6	32	400	400
Línea 2-4	400	350	32
Línea 2-2	400	0	600
Línea 2-5	600	64	700
Línea 2-3	0	700	500
Línea 2-1	800	632	0
Línea 1-12	0	600	400
Línea 1-10	600	400	0
Línea 1-8	600	0	600
Línea 1-6	0	600	600
Línea 1-4	600	600	0
Línea 1-2	600	32	600
Línea 1-11	600	0	600
Línea 1-9	0	600	600
Línea 1-7	400	400	0
Línea 1-5	400	0	600
Línea 1-3	0	400	400
Línea 1-1	600	400	0
Línea 3-2	432	0	600
Línea 3-4	600	600	0
Línea 3-6	32	400	400
Línea 3-1	400	432	0
Línea 3-3	0	400	600
Línea 3-5	600	0	400
Línea 10-1	800	600	96
Línea 10-2	600	64	600
Línea 10-3	0	800	600
Línea 10-4	600	600	0
Línea 10-5	600	96	800
Línea 10-6	64	600	600
<b>TOTAL</b>	<b>26352,0</b>	<b>26358,0</b>	<b>26356,0</b>

Tabla 26: Consumo eléctrico de la iluminaria general por fases equilibradas

Con la sustitución de luminarias de menor consumo y la reorganización de las luminarias se ha conseguido el mayor equilibrio entre las fases teniendo consumos similares y reduciendo el consumo de estas. Aún así se debe pagar por la fase S.

## Cálculos

En la siguiente tabla se hace referencia a la luminaria de los puestos de trabajo, que sirve de apoyo para conseguir los lux necesarios, según normativa, para realizar las tareas necesarias.

	nº lámparas	váticos consumidos
inducción	54	10800
LED	12	1800
tubo LED	944	15104
tubo 18W	236	4248
TOTAL	1246	31952

Tabla 27: Consumo eléctrico de la iluminaria en zonas de trabajo

Con la obtención del consumo total de la luminaria general y de la luminaria de los puestos de trabajo se puede realizar los cálculos pertinentes para la obtención del consumo eléctrico por la iluminación de la planta que se consume en un día, anualmente y el ahorro que genera la instalación con el equilibrado de fases.

$$P_{total} = (P_{faseR} + P_{lumin}) * 24horas = (26358 + 31952) * 24horas \\ = 1399440Wh/dia = 1399,44kWh/dia$$

$$P_{anual} = P_{total} * 365 \text{ días} = 1399,44 * 365 = 510795,6kWh/año$$

$$Coste_{anual} = P_{anual} * Coste_{kWh} = 510795 * 0,086 = 43928,42€ \text{ año}$$

Puesto que se disminuye el consumo con el equilibrado, se va hallar la potencia que se llega ahorrar con estas mejoras y el ahorro económico que se consigue.

$$P_{ahorrada} = P_{inicial} - P_{equilibrado} = 681685,68 - 510795,6 = 170890,08kWh/año$$

Con un precio de 0,086€ por kWh consumido como se ha podido obtener del IDAE, se obtiene el ahorro económico anual conseguido

$$Ahorro = P_{ahorra} * Coste_{KWh} = 170890,68 * 0,086 = 14696,55€$$

Se consigue un ahorro total anual de 14696,55€, pero al tener la necesidad de sustituir las lámparas de vapor de sodio y tubo por lámparas de inducción y tubo LED se necesita una inversión inicial, que supone un coste añadido. Para mayor información sobre las luminarias acudir al Anexo III: Catálogos.

Las lámparas Philips CoreProLEDtube 865 vidrio de 16W y longitud 120 centímetros tienen un precio de 13,13€, pero al necesitar un alto número de luminarias, 76 de la iluminación general y 796 de los puestos de trabajo con un total de 872 lámparas, el precio de las luminarias se obtiene a 12,33€ puesto que se hace un descuento del 7%.

Las lámparas de inducción tienen una potencia de 200W por lo que para instalarse en la campana existente es necesario incorporar un casquillo, en esta situación el casquillo E-40 y debe ser de aluminio puesto que el casquillo de resina es para potencias menores de 200W y a partir de 200W se debe usar de aluminio. Por lo tanto el coste de la lámpara con el casquillo y el balastro tiene un coste de 197,34€.

## Cálculos

$$\begin{aligned} Coste_{philipsCorePro} &= 12,33\text{€} * 872 \text{ lámparas} = 10151,76\text{€} \\ Coste_{inducción} &= 197,34\text{€} * 118 \text{ lámparas} = 23286,12\text{€} \\ Coste_{total} &= Coste_{philips} + Coste_{inducción} = 10151,76 + 23286,12 = 33437,88\text{€} \end{aligned}$$

El coste de la inversión inicial que tiene que asumir la empresa es de 33761,76€, pero al reducir el consumo eléctrico se consigue un ahorro de 14560,94€. A continuación se realizan los cálculos pertinentes para hallar el periodo de retorno o periodo de Pay-back de esta inversión inicial, el TIR y el VAN de esta inversión.

Se va a calcular los beneficios que se obtiene durante la vida útil de las lámparas. La vida útil de la lámpara de inducción es de 50000 horas, aproximadamente 6 años. Con esta vida útil de las lámparas se puede realizar el flujo de caja y calcular la rentabilidad de la inversión. El flujo de caja se añade a continuación.

	0	1	2	3	4	5	6
<b>Flujo de caj</b>	-33437,88	14696,55	14696,55	14696,55	14696,55	14696,55	14696,55
<b>Flujo acum</b>	-33437,88	-18741,33	-4044,78	10651,77	25348,32	40044,87	54741,42

Tabla 28: Flujo de caja para 6 años en lámparas de inducción

Se debe calcular el VAN y el TIR de la inversión del cambio de luminarias. Por lo tanto para hallar el VAN y el TIR se calculan de la siguiente manera

$$VAN = -I_0 + \sum_{j=1}^n \frac{F_j}{(1 + TIR)^n}$$

Siendo:

- $I_0$ : Inversión inicial
- $F_j$ : Flujo de caja
- TIR: Tasa interna de retorno
- $n$ : horizonte de evaluación, son 6 años de vida útil

Se calcula el TIR, y este es del 37%. Se ha calculado mediante Excel por su dificultad al calcularlo manualmente.

$$\begin{aligned} VAN &= -33437,88 + \frac{14696,55}{(1 + 0,02)^1} + \frac{14696,55}{(1 + 0,02)^2} + \frac{14696,55}{(1 + 0,02)^3} + \frac{14696,55}{(1 + 0,02)^4} + \frac{14696,55}{(1 + 0,02)^5} \\ &\quad + \frac{14696,55}{(1 + 0,02)^6} = 48883,83\text{€} \end{aligned}$$

Se obtiene un VAN positivo, por lo que se puede decir que la inversión del cambio de lámparas a inducción es rentable.

- **SUSTITUCIÓN POR LÁMPARAS LED:**

Para obtener el mayor equilibrado posible se cambian de fase las iluminarias de tubo LED. 3 luminarias de tipo tubo de la fase T a la fase R y 3 de la fase S a la fase R. De este modo se consigue la mayor similitud y una reducción del consumo de las fases aprovechando las luminarias ya instaladas.

	<b>R [W]</b>	<b>S [W]</b>	<b>T [W]</b>
<b>Línea 7-3</b>	482	600	0
<b>Línea 7-2</b>	450	0	300
<b>Línea 7-1</b>	0	450	600
<b>Línea 8-5</b>	0	450	300
<b>Línea 8-3</b>	450	300	0
<b>Línea 8-1</b>	300	0	450
<b>Línea 8-2</b>	0	450	300
<b>Línea 8-4</b>	450	300	0
<b>Línea 8-6</b>	300	0	450
<b>Línea 9-1</b>	0	450	300
<b>Línea 9-2</b>	300	0	450
<b>Línea 9-3</b>	450	300	32
<b>Línea 4-6</b>	0	600	600
<b>Línea 4-4</b>	600	600	0
<b>Línea 4-2</b>	600	0	600
<b>Línea 4-5</b>	450	64	450
<b>Línea 4-3</b>	0	450	450
<b>Línea 4-1</b>	450	450	0
<b>Línea 5-12</b>	0	600	600
<b>Línea 5-10</b>	600	600	0
<b>Línea 5-8</b>	450	0	450
<b>Línea 5-6</b>	0	600	600
<b>Línea 5-4</b>	600	600	0
<b>Línea 5-2</b>	600	0	600
<b>Línea 5-11</b>	600	0	750
<b>Línea 5-9</b>	0	600	600
<b>Línea 5-7</b>	750	600	0
<b>Línea 5-5</b>	600	0	750
<b>Línea 5-3</b>	0	750	600
<b>Línea 5-1</b>	150	300	0
<b>Línea 6-2</b>	450	0	300
<b>Línea 6-4</b>	450	450	0
<b>Línea 6-6</b>	32	600	300
<b>Línea 6-1</b>	482	214	150
<b>Línea 6-3</b>	64	450	214
<b>Línea 6-5</b>	246	96	332
<b>Línea 2-6</b>	32	300	300

Línea 2-4	332	300	0
Línea 2-2	300	0	450
Línea 2-5	450	64	600
Línea 2-3	0	600	450
Línea 2-1	600	450	32
Línea 1-12	0	450	300
Línea 1-10	450	300	0
Línea 1-8	450	0	450
Línea 1-6	0	450	450
Línea 1-4	450	450	0
Línea 1-2	482	0	450
Línea 1-11	450	0	450
Línea 1-9	0	450	450
Línea 1-7	300	300	0
Línea 1-5	300	0	450
Línea 1-3	0	300	300
Línea 1-1	450	300	0
Línea 3-2	332	0	450
Línea 3-4	450	450	0
Línea 3-6	32	300	300
Línea 3-1	332	300	0
Línea 3-3	0	300	450
Línea 3-5	450	0	300
Línea 10-1	696	450	0
Línea 10-2	450	64	450
Línea 10-3	0	600	450
Línea 10-4	450	450	0
Línea 10-5	450	96	600
Línea 10-6	64	450	450
<b>TOTAL</b>	<b>20108,0</b>	<b>20098,0</b>	<b>20110,0</b>

Tabla 29: Consumo eléctrico de la iluminaria LED general por fases equilibradas

Para llevar a cabo el equilibrado se ha cambiado de fase los tubos LED de la línea 6-5, de la 1-2 y de la 3-2 de la fase S a la R. Y en las líneas 10-1,2-4 y 7-3 de la fase T a la R.

En la siguiente tabla se hace referencia a la luminaria de los puestos de trabajo, que sirve de apoyo para conseguir los lux necesarios, según normativa, para realizar las tareas necesarias.

	nº lámparas	vattos consumidos
LED	66	9900
tubo LED	944	15104
tubo 18W	236	4248
<b>TOTAL</b>	<b>1246</b>	<b>29252</b>

Tabla 30: Consumo eléctrico de la iluminaria en zonas de trabajo

## Cálculos

Con la obtención del consumo total de la luminaria general y de la luminaria de los puestos de trabajo se puede realizar los cálculos pertinentes para la obtención del consumo eléctrico por la iluminación de la planta que se consume en un día, anualmente y el ahorro que genera la instalación con el equilibrado de fases.

$$P_{total} = (P_{faseT} + P_{lumin}) * 24horas = (20110 + 29252) * 24horas \\ = 1184688Wh/dia = 1184,69kWh/dia$$

$$P_{anual} = P_{total} * 365 \text{ días} = 1184,69 * 365 = 432411,12kWh/año$$

$$Coste_{anual} = P_{anual} * Coste_{kWh} = 432411,12 * 0,086 = 37187,36€ \text{ año}$$

Puesto que se disminuye el consumo con el equilibrado, se va hallar la potencia que se llega ahorrar con estas mejoras y el ahorro económico que se consigue.

$$P_{ahorrada} = P_{inicial} - P_{equilibrado} = 680108,88 - 432411,12 \\ = 249274,56kWh/año$$

Con un precio de 0.086€ por 249274.56kWh consumido como se ha podido obtener del IDAE, se obtiene el ahorro económico anual conseguido

$$Ahorro = P_{ahorra} * Coste_{KW} = 249274,56 * 0,086 = 21437,61€$$

Se consigue un ahorro total anual de 21437,61€, pero al tener la necesidad de sustituir las lámparas de vapor de sodio, de inducción y de tubo por lámparas de LED y tubo LED se necesita una inversión inicial, que supone un coste añadido a continuación. Para mayor información sobre las luminarias acudir al Anexo III: Catálogos.

Las lámparas Philips CoreProLEDtube 865 vidrio de 16W y longitud 120 centímetros como ya se dijo anteriormente tienen un precio de 12.33€. Las lámparas de LED High Bay AXO-HCBP de 150W y 15750lm tiene un precio de 237€ y se deben de sustituir 375 lámparas en la iluminación general y 65 en los puestos de trabajo, un total de 440 lámparas. De tubo LED CorePro se deben de sustituir 76 tubos en la iluminación general y 796 en los puestos de trabajo, un total de 872 tubos.

$$Coste_{philipsCorePro} = 12,33€ * 872 \text{ lámparas} = 10751,76€$$

$$Coste_{LED} = 237€ * 440 \text{ lámparas} = 120120€$$

$$Coste_{total} = Coste_{philips} + Coste_{LED} = 10751,76 + 120120 = 130871,76€$$

El coste de la inversión inicial que tiene que asumir la empresa es de 130871.76€, pero al reducir el consumo eléctrico se consigue un ahorro de 21437,61€.

A continuación se realizan los cálculos pertinentes para hallar el periodo de retorno o periodo de Payback de esta inversión inicial, el TIR y el VAN de esta inversión.

Se va a calcular los beneficios que se obtiene durante la vida útil de las lámparas. La vida útil de la lámpara de LED es también de 50000 horas, aproximadamente 6 años. Con esta vida útil

## Cálculos

de las lámparas se puede realizar el flujo de caja y calcular la rentabilidad de la inversión. El flujo de caja se añade a continuación.

	0	1	2	3	4	5	6
<b>Flujo de caja</b>	-130871,76	21437,63	21437,63	21437,63	21437,63	21437,63	21437,63
<b>Flujo acumulado</b>	-130871,76	-109434,13	-87996,5	-66558,87	-45121,24	-23683,61	-2245,98

Tabla 31: Flujo de caja para 6 años en lámparas LED

Como se puede observar en un periodo de 6 años no se consigue un periodo de retorno positivo, por lo tanto esta inversión no es admisible. Se va a calcular el VAN y el TIR para comprobar su rentabilidad, aunque se puede presuponer que será negativa.

Se calcula el TIR mediante Excel, y este es del -0,49%.

$$\begin{aligned} VAN = & -33437,88 + \frac{14696,55}{(1 + (0,02))^1} + \frac{14696,55}{(1 + (0,02))^2} + \frac{14696,55}{(1 + (0,02))^3} + \frac{14696,55}{(1 + (0,02))^4} \\ & + \frac{14696,55}{(1 + (0,02))^5} + \frac{14696,55}{(1 + (0,02))^6} = -10790,36\text{€} \end{aligned}$$

Se obtiene un VAN negativo, por lo que se puede decir que la inversión del cambio de lámparas a LED no es rentable.



## 2. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA:

### 2.1. SELECCIÓN DEL MÓDULO SOLAR FOTOVOLTAICO:

En este apartado se va a hacer la elección del módulo fotovoltaico mediante criterios de selección por orden de importancia. Puesto que actualmente hay una gran oferta de módulos fotovoltaicos, tanto policristalinos como monocristalinos, se va a elegir una serie de módulos de diferentes marcas, entre 235W a 270W, y se evaluarán para elegir el que más convenga en esta instalación. A continuación se puede observar los diferentes módulos escogidos con todas sus características principales.

Modelo	Tipo	Potencia[W]	Vmpp [V]	Impp [A]	Voc [V]	Isc [A]
Bosch c-Si P 60 EU30123	Poli	240	30,03	8,11	37,50	8,64
LDK 260 MA	Mono	260	30,70	8,48	38,30	8,95
LDK 270MA	Mono	270	31,50	8,58	38,90	8,99
PANASONIC VBHN240SJ25	Mono	240	43,60	5,51	52,40	5,85
REC235PE	Poli	235	29,50	8,06	36,60	8,66
REC240PE	Poli	240	29,70	8,17	36,80	8,75
REC245PE	Poli	245	30,10	8,23	37,10	8,80
REC250PE	Poli	250	30,20	8,30	37,40	8,86
REC255PE	Poli	255	30,50	8,42	37,60	8,95
REC260PE	Poli	260	30,70	8,50	37,80	9,01
JKM245P	Poli	245	30,10	8,14	37,50	8,76
JKM250P	Poli	250	30,50	8,20	37,70	8,85
JKM260P	Poli	260	31,10	8,37	38,10	8,98
SHARP ND-RC260	Poli	260	30,50	8,51	37,70	9,01
SHARP ND-RC255	Poli	255	30,40	8,38	37,60	8,88
SHARP ND-RC250	Poli	250	30,30	8,24	37,50	8,76

Tabla 32: Datos sobre los diferentes paneles fotovoltaicos

Modelo	Eficiencia %	NOCT [°C]	$\alpha$ [%/°C]	$\beta$ [%/°C]	$\gamma$ [%/°C]	Tolerancia [%]
Bosch c-Si P 60 EU30123	15	46	0,04	-0,31	-0,44	-0/+4,99
LDK 260 MA	16,12	45±2	0,06	-0,34	-0,47	-0/+5
LDK 270MA	16,74	45±2	0,06	-0,34	-0,47	-0/+5
PANASONIC VBHN240SJ25	19	44	1,76	-0,131	-0,29	+10/-5
REC235PE	14,2	45,7±2	0,024	-0,27	-0,4	-0/+5
REC240PE	14,5	45,7±2	0,024	-0,27	-0,4	-0/+5
REC245PE	14,8	45,7±2	0,024	-0,27	-0,4	-0/+5
REC250PE	15,1	45,7±2	0,024	-0,27	-0,4	-0/+5
REC255PE	15,5	45,7±2	0,024	-0,27	-0,4	-0/+5
REC260PE	15,8	45,7±2	0,024	-0,27	-0,4	-0/+5
JKM245P	14,97	45±2	0,06	-0,31	-0,41	0~+3
JKM250P	15,27	45±2	0,06	-0,31	-0,41	0~+3
JKM260P	15,89	45±2	0,06	-0,31	-0,41	0~+3
SHARP ND-RC260	15,8	47	0,05	-0,31	-0,42	-0/+5
SHARP ND-RC255	15,5	47	0,05	-0,31	-0,42	-0/+5
SHARP ND-RC250	15,2	47	0,05	-0,31	-0,42	-0/+5

Tabla 33: Datos sobre los diferentes paneles fotovoltaicos

Como se ha podido observar en las anteriores tablas con las características de los módulos, los módulos monocristalinos tienen mayor eficiencia que los policristalinos. Pero esta no es la única característica importante para la elección del correcto módulo, por lo tanto a

## Cálculos

continuación se emplea el criterio de elección por orden de importancia, añadiendo a las características de los módulos tanto precio, como garantía ofrecida por el distribuidor de cada modulo.

Se puede observar que se tiene en total 16 módulos de diferentes marcas, características y precios. Por lo tanto se van a obviar todos aquellos módulos con una eficiencia menor al 15%, y dejar todos aquellos que tengan mayor eficiencia, así se puede reducir el número de módulos en la elección.

Modelo	Tipo	Potencia[W]	Vmpp [V]	Impp [A]	Voc [V]	Isc [A]	Eficiencia %
LDK 260 MA	Mono	260	30,70	8,48	38,30	8,95	16,12
LDK 270MA	Mono	270	31,50	8,58	38,90	8,99	16,74
PANASONIC VBHN240SJ25	Mono	240	43,60	5,51	52,40	5,85	19
REC250PE	Poli	250	30,20	8,30	37,40	8,86	15,1
REC255PE	Poli	255	30,50	8,42	37,60	8,95	15,5
REC260PE	Poli	260	30,70	8,50	37,80	9,01	15,8
JKM250P	Poli	250	30,50	8,20	37,70	8,85	15,27
JKM260P	Poli	260	31,10	8,37	38,10	8,98	15,89
SHARP ND-RC260	Poli	260	30,50	8,51	37,70	9,01	15,8
SHARP ND-RC255	Poli	255	30,40	8,38	37,60	8,88	15,5
SHARP ND-RC250	Poli	250	30,30	8,24	37,50	8,76	15,2

Tabla 34: Datos de la primera selección de módulos en función de la eficiencia

Al mismo tiempo, para poder reducir el listado de módulos, se van a eliminar de la lista todos aquellos módulos que su tolerancia sea menor a +5, ya que la tolerancia indica la calidad de las células y su conexión. Por ello, si es positiva indica que en condiciones estándar los módulos generan mayor potencia que la nominal. Seguidamente se puede observar los módulos que se han elegido para la elección final.

Modelo	Precio €	Tipo	Potencia[W]	Vmpp [V]	Impp [A]	Voc [V]	Isc [A]	Tolerancia [%]
LDK 260 MA	284,27	Mono	260	30,70	8,48	38,30	8,95	-0/+5
LDK 270MA	308,01	Mono	270	31,50	8,58	38,90	8,99	-0/+5
PANASONIC VBHN240SJ25	373,26	Mono	240	43,60	5,51	52,40	5,85	+10/-5
REC250PE	260,00	Poli	250	30,20	8,30	37,40	8,86	-0/+5
REC255PE	279,69	Poli	255	30,50	8,42	37,60	8,95	-0/+5
REC260PE	348,4	Poli	260	30,70	8,50	37,80	9,01	-0/+5
SHARP ND-RC260	246,08	Poli	260	30,50	8,51	37,70	9,01	-0/+5
SHARP ND-RC255	237,58	Poli	255	30,40	8,38	37,60	8,88	-0/+5
SHARP ND-RC250	235,54	Poli	250	30,30	8,24	37,50	8,76	-0/+5

Tabla 35: Datos de la segunda selección de módulos en función de la tolerancia

Para poder llevar a cabo el criterio de elección se de tener en cuenta la garantía ofrecida por cada fabricante. En este caso todos ellos ofrecen 10 años de garantía de producto, pero respecto a la garantía ofrecida sobre la potencia nominal lineal durante 25 años cambia según el fabricante. A continuación se puede observar en la tabla.

## Cálculos

Modelo	Precio €	Eficiencia %	Tolerancia [%]	Garantía [%]
<b>LDK 260 MA</b>	284,27	16,12	-0/+5	80
<b>LDK 270MA</b>	308,01	16,74	-0/+5	80
<b>PANASONIC VBHN240SJ25</b>	373,26	19	+10/-5	80
<b>REC250PE</b>	260,00	15,1	-0/+5	82,5
<b>REC255PE</b>	279,69	15,5	-0/+5	82,5
<b>REC260PE</b>	348,4	15,8	-0/+5	82,5
<b>SHARP ND-RC260</b>	246,08	15,8	-0/+5	80
<b>SHARP ND-RC255</b>	237,58	15,5	-0/+5	80
<b>SHARP ND-RC250</b>	235,54	15,2	-0/+5	80

Tabla 36: Datos de los módulos con su garantía de potencia nominal lineal

Otro de los datos importantes a tener en cuenta es el precio. No se necesita el precio de cada módulo, puesto que cada módulo tiene diferente precio, sino el ratio de euros/w. El problema de que cada modelo tenga diferente potencia genera un coste diferente de este, por ello se necesita el ratio de €/w, por esta razón no se podrían comparar entre ellos.

Modelo	Eficiencia %	Tolerancia [%]	Garantía [%]	Precio €	€/w
<b>LDK 260 MA</b>	16,12	-0/+5	80	284,27	1,09
<b>LDK 270MA</b>	16,74	-0/+5	80	308,01	1,14
<b>PANASONIC VBHN240SJ25</b>	19	+10/-5	80	373,26	1,56
<b>REC250PE</b>	15,1	-0/+5	82,5	260,00	1,04
<b>REC255PE</b>	15,5	-0/+5	82,5	279,69	1,10
<b>REC260PE</b>	15,8	-0/+5	82,5	348,4	1,34
<b>SHARP ND-RC260</b>	15,8	-0/+5	80	246,08	0,95
<b>SHARP ND-RC255</b>	15,5	-0/+5	80	237,58	0,93
<b>SHARP ND-RC250</b>	15,2	-0/+5	80	235,54	0,94

Tabla 37: Datos de los módulos con sus precios y ratio €/w

Finalmente, para poder elegir correctamente el módulo se debe obtener el coeficiente de corrección. Primeramente se debe obtener la temperatura de la célula, para ello hace falta el valor de la irradiancia, el cual lo especifica el fabricante. La temperatura normal de funcionamiento del panel ( $T_{ONC}$ ) y la temperatura media diurna anual en Valencia, se adquiere de [www.ine.es](http://www.ine.es). También se debe obtener las pérdidas de los módulos, que para hallarse se necesitan las temperaturas de las células correspondientes a cada modelo.

Una vez obtenidas las pérdidas en tanto por cien, se halla el coeficiente de corrección. El cual se obtiene restando las pérdidas al 100% del funcionamiento de las células. Estos valores se especifican a continuación y las fórmulas correspondientes para halla la temperatura de la célula, las pérdidas y el coeficiente de corrección de estas mismas.

$$T_{célula} = T_{amb} + I * \frac{(T_{ONC} - 20)}{800}$$

$$Perdidas = (T_{célula} - T_{ensayo}) * \gamma$$

$$Coef_{corrección} = 100\% + Perdidas(\%)$$

## Cálculos

La irradiancia ( $I$ ) tiene un valor de  $1000\text{w/m}^2$ , la  $T_{\text{amb}}=19,17^\circ\text{C}$  se obtiene como se ha dicho anteriormente en INE para Valencia, la  $T_{\text{ensayo}}$  son de  $25^\circ\text{C}$  puesto que esta temperatura la da el fabricante.  $T_{\text{ONC}}$  es el valor NOCT que tiene cada módulo y  $\gamma$  es el coeficiente de temperatura para la potencia nominal, ambos datos se obtienen de los catálogos de los fabricantes. Seguidamente se pueden comprobar los resultados de los cálculos realizados.

Modelo	Tamb [°C]	I [w/m²]	Tonc=NOCT	Tcelula [°C]	Tensayo [°C]	$\gamma$ [%/°C]	Pérdidas [%]	Coef correccion[%]
LDK 260 MA	19,17	1000	45	50,42	25	-0,47	-11,95	88,05
LDK 270MA	19,17	1000	45	50,42	25	-0,47	-11,95	88,05
PANASONIC VBHN240SJ25	19,17	1000	44	49,17	25	-0,29	-7,01	92,99
REC250PE	19,17	1000	45,7	51,30	25	-0,4	-10,52	89,48
REC255PE	19,17	1000	45,7	51,30	25	-0,4	-10,52	89,48
REC260PE	19,17	1000	45,7	51,30	25	-0,4	-10,52	89,48
SHARP ND-RC260	19,17	1000	47	52,92	25	-0,42	-11,73	88,27
SHARP ND-RC255	19,17	1000	47	52,92	25	-0,42	-11,73	88,27
SHARP ND-RC250	19,17	1000	47	52,92	25	-0,42	-11,73	88,27

Tabla 38: Datos para hallar la temperatura de la célula, las pérdidas y el coeficiente de corrección y su solución

A continuación se añaden todos los cálculos y tablas necesarias para el criterio de selección por la importancia.

Modelo	Eficiencia [%]	Tolerancia [%]	Garantía [%]	Precio [€/w]	Coef corr[%]
LDK 260 MA	16,12	-0/+5	80	1,09	88,05
LDK 270MA	16,74	-0/+5	80	1,14	88,05
PANASONIC VBHN240SJ25	19	+10/-5	80	1,56	92,99
REC250PE	15,1	-0/+5	82,5	1,04	89,48
REC255PE	15,5	-0/+5	82,5	1,10	89,48
REC260PE	15,8	-0/+5	82,5	1,34	89,48
SHARP ND-RC260	15,8	-0/+5	80	0,95	88,27
SHARP ND-RC255	15,5	-0/+5	80	0,93	88,27
SHARP ND-RC250	15,2	-0/+5	80	0,94	88,27
	<b>2</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>1</b>	<b>3</b>

Tabla 39: Tabla de asignación de la importancia para el criterio de elección

	Precio	Eficiencia	Coef. Correc	Tolerancia	Garantía
Precio	1	9	8	7	9
Eficiencia	1/9	1	8	2	2
Coef. Correccion	1/8	1/8	1	2	3
Tolerancia	1/7	1/2	1/2	1	2
Garantía	1/9	1/2	1/3	1/2	1

Tabla 40: Tabla de relación de los criterios

$$W_{precio} = (1 * 9 * 8 * 7 * 9)^{\frac{1}{5}} = 5,387$$

$$W_{eficiencia} = \left(\frac{1}{9} * 1 * 8 * 2 * 2\right)^{\frac{1}{5}} = 1,289$$

$$W_{coeficiente} = \left(\frac{1}{8} * \frac{1}{8} * 1 * 2 * 3\right)^{\frac{1}{5}} = 0,623$$

$$W_{tolerancia} = \left(\frac{1}{7} * \frac{1}{2} * \frac{1}{2} * 1 * 2\right)^{\frac{1}{5}} = 0,590$$

$$W_{garantia} = \left(\frac{1}{9} * \frac{1}{2} * \frac{1}{3} * \frac{1}{2} * 1\right)^{\frac{1}{5}} = 0,392$$

$$W_{precio} = \frac{5,387}{5,387 + 1,289 + 0,623 + 0,590 + 0,392} = 0,651$$

$$W_{eficiencia} = \frac{1,289}{5,387 + 1,289 + 0,623 + 0,590 + 0,392} = 0,156$$

$$W_{coeficiente} = \frac{0,623}{5,387 + 1,289 + 0,623 + 0,590 + 0,392} = 0,075$$

$$W_{tolerancia} = \frac{0,590}{5,387 + 1,289 + 0,623 + 0,590 + 0,392} = 0,071$$

$$W_{garantia} = \frac{0,392}{5,387 + 1,289 + 0,623 + 0,590 + 0,392} = 0,047$$

Modelo	Precio	Eficiencia	Coef. Correc	Tolerancia	Garantía
LDK 260 MA	0,56	0,78	0,56	0,89	0,56
LDK 270MA	0,34	0,89	0,56	0,89	0,56
PANASONIC VBHN240SJ25	0,12	1	1	1	0,56
REC250PE	0,67	0,12	0,89	0,89	1
REC255PE	0,45	0,45	0,89	0,89	1
REC260PE	0,23	0,67	0,89	0,89	1
SHARP ND-RC260	0,78	0,67	0,34	0,89	0,56
SHARP ND-RC255	1	0,45	0,34	0,89	0,56
SHARP ND-RC250	0,89	0,23	0,34	0,89	0,56

Tabla 41: Tabla de prioridad por las características de los módulos

$$LDK 260 MA = (0,56 * 0,651) + (0,78 * 0,156) + (0,56 * 0,075) + (0,89 * 0,071) + (0,56 * 0,047) = \mathbf{0,681}$$

$$LDK 270 MA = (0,34 * 0,651) + (0,89 * 0,156) + (0,56 * 0,075) + (0,89 * 0,071) + (0,56 * 0,047) = \mathbf{0,492}$$

$$PANASONIC = (0,12 * 0,651) + (1 * 0,156) + (1 * 0,075) + (1 * 0,071) + (0,56 * 0,047) = \mathbf{0,407}$$

$$REC250PE = (0,67 * 0,651) + (0,12 * 0,156) + (0,89 * 0,075) + (0,89 * 0,071) + (1 * 0,047) = \mathbf{0,632}$$

$$REC255PE = (0,45 * 0,651) + (0,45 * 0,156) + (0,89 * 0,075) + (0,89 * 0,071) + (1 * 0,047) = \mathbf{0,540}$$

## Cálculos

$$REC260PE = (0,23 * 0,651) + (0,67 * 0,156) + (0,89 * 0,075) + (0,89 * 0,071) \\ + (1 * 0,047) = \mathbf{0,432}$$

$$SHARP RC260 = (0,78 * 0,651) + (0,67 * 0,156) + (0,34 * 0,075) + (0,89 * 0,071) \\ + (0,56 * 0,047) = \mathbf{0,727}$$

$$SHARP RC255 = (1 * 0,651) + (0,45 * 0,156) + (0,34 * 0,075) + (0,89 * 0,071) \\ + (0,56 * 0,047) = \mathbf{0,836}$$

$$SHARP RC250 = (0,89 * 0,651) + (0,23 * 0,156) + (0,34 * 0,075) + (0,89 * 0,071) \\ + (0,56 * 0,047) = \mathbf{0,730}$$

Con los resultados obtenidos tras realizar el criterio de elección, se puede concluir que el módulo necesario para la instalación fotovoltaica es el módulo solar SHARP ND-RC255 con una potencia de 255W con un precio por vatio de 0,93€/W.

Las características del módulo escogido son las siguientes:

- **Denominación:**

Marca: Sharp

Modelo: ND-RC255

- **Especificaciones mecánicas:**

Tipo de célula: Policristalino

Longitud: 1660mm

Anchura: 990mm

Profundidad: 50mm

Peso: 20kg

Número de células: 60 (6x10)

Caja de conexión: Clase IP67

- **Especificaciones eléctricas:**

Potencia máxima ( $P_{max}$ ): 255W

Tensión de circuito abierto ( $U_{OC}$ ): 37,6V

Corriente de cortocircuito ( $I_{SC}$ ): 8,88A

Tensión en el punto  $P_{Max}$  ( $U_{MPP}$ ): 30,4V

Corriente en el punto  $P_{Max}$  ( $I_{MPP}$ ): 8,38A

Eficiencia del módulo ( $\Pi$ ): 15.5%

Coefficiente de temperatura de  $P_{Max}$  ( $\gamma$ ): -0,42%/°C

Coefficiente de temperatura de  $U_{OC}$  ( $\beta$ ): -0,31%/°C

Coefficiente de temperatura de  $I_{SC}$  ( $\alpha$ ): 0,05%/°C

- **Valores límite:**

Voltaje máximo en el sistema ( $V_{SIS}$ ): 1000V DC

Protección contra la sobretensión ( $I_R$ )= 15A

## 2.2. DIMENSIONADO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO Y DEL INVERSOR

### • CÁLCULO DEL NÚMERO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

El número total de módulos que se deben instalar está determinado por las dimensiones de la cubierta y por la potencia deseada a instalar, en cuyo caso se desea instalar una potencia de 100kW. Los módulos tienen una potencia máxima de 255W, por lo cual se va a calcular el número de módulos necesarios para esa potencia.

$$N^{\circ} \text{ módulos} = \frac{P_{\text{instalación}}}{P_{\text{módulo}}} = \frac{100000W}{255W} = 392,16 \text{ módulos}$$

Se debe sobredimensionar todas las instalaciones entre un 15% y un 25%, por lo tanto el número de módulos necesarios para los sobredimensionamientos debe ser mayor que el calculado anteriormente. Los módulos a instalar deben estar comprendidos entre los siguientes resultados.

$$N^{\circ} \text{ módulos} = \frac{P_{\text{instalación}}}{P_{\text{módulo}}} = \frac{115000W}{255W} = 450,98 \text{ módulos} \approx 451 \text{ módulos}$$

$$N^{\circ} \text{ módulos} = \frac{P_{\text{instalación}}}{P_{\text{módulo}}} = \frac{125000W}{255W} = 490,19 \text{ módulos} \approx 491 \text{ módulos}$$

Por lo tanto, se deben instalar entre 451 módulos y 491 módulos como máximo en la cubierta de la nave para un correcto funcionamiento.

Seguidamente se explicará el inversor escogido para este proyecto y con sus características proporcionadas por los fabricantes se halla el número de módulos necesarios en serie y en paralelo.

El inversor escogido para la instalación fotovoltaica es el inversor con transformador de la marca Riello Aros, modelo SIRIO K100. A continuación se incluyen sus características.

#### • Denominación:

Marca: Riello Aros

Modelo: Sirio K100

#### • Especificaciones:

Longitud: 1900mm

Anchura: 800mm

Profundidad: 800mm

Peso: 720kg

Rendimiento máximo: 96,1%

#### • Entrada (CC):

Potencia máxima ( $P_{\text{max}}$ ): 125kW

Potencia nominal: 100kW

## Cálculos

Tensión continua máxima ( $U_{max}$ ): 800V  
Corriente de entrada máxima ( $I_{max}$ ): 320A  
Tensión mínima MPPT ( $U_{min\_MPPT}$ ): 330V  
Tensión máxima MPPT ( $U_{max\_MPPT}$ ): 700V

- **Salida (CA):**

Potencia nominal: 100kW  
Tensión de salida: 400V  
Separación galvánica: Transformador BF

Para escoger el inversor, siempre se debe suponer una potencia pico del campo fotovoltaico entre un 1,15 y un 1,25 superior a la potencia máxima del inversor, 100kW. Por lo tanto, se instalará un campo fotovoltaico de máximo 125kW. Se van a realizar los cálculos pertinentes para conocer la configuración de la instalación, el número de paneles en serie y en paralelo.

- Número de paneles en paralelo:

$$N^{\circ}paralelo \leq \frac{I_{max}(inversor)}{I_{SC}(módulo)} = \frac{320A}{8,88A} \leq 36,04 \rightarrow 36 \text{ paneles}$$

- Número de paneles en serie:

$$N^{\circ}serie \leq \frac{U_{MAX}(Inversor)}{U_{OC}(Módulo)} = \frac{800V}{37,6V} \leq 21,27 \rightarrow 21 \text{ paneles}$$

Por lo tanto, el inversor fotovoltaico con transformador, podría quedar configurado con 36 ramas en paralelo y 21 paneles ND-RC255 en serie por cada rama en paralelo. Se va a comprobar la potencia total conseguida con esta distribución.

$$P_{MAX} = N^{\circ}Serie * N^{\circ}Paralelo * P_{maxpanel} = 21 * 36 * 255 = 192780W > 125000W$$

La potencia máxima conseguida con la anterior distribución no se puede conseguir, ya que el inversor tiene una potencia máxima de 100kW, como se debe sobredimensionar y se ha escogido un 25% de sobredimensionamiento, se puede conectar una potencia de 125kW siendo inferior de la potencia calculada con la distribución anterior. Por lo tanto, se va a realizar dos técnicas para poder cumplir con la potencia del inversor.

La primera será mantener el número de paneles en paralelo y modificar el número de los paneles en serie. La segunda técnica es realizar los cálculos al viceversa, se modifican los paneles en paralelo y se mantienen constantes los paneles en serie.

- Primera técnica (mantener los paneles en paralelo constantes):

$$N^{\circ}serie = \frac{P_{max\ 25\%}}{N^{\circ}paralelo * P_{maxpanel}} = \frac{125000W}{36 * 255W} = 13 \text{ paneles en serie}$$

$$P_{MAX} = N^{\circ}Serie * N^{\circ}Paralelo * P_{maxpanel} = 13 * 36 * 255 = 119340W < 125000W$$

## Cálculos

- Segunda técnica (mantener los paneles en serie constantes):

$$N_{\text{paralelo}}^{\circ} = \frac{P_{\text{max } 25\%}}{N_{\text{serie}}^{\circ} * P_{\text{maxpanel}}} = \frac{125000W}{21 * 255W} = 23 \text{ paneles en paralelo}$$

$$P_{\text{MAX}} = N_{\text{Serie}}^{\circ} * N_{\text{Paralelo}}^{\circ} * P_{\text{maxpanel}} = 21 * 23 * 255 = 123165W < 125000W$$

En este tipo de instalación se desea el mayor rendimiento posible de los inversores, por lo tanto se debe tener en cuenta la distribución que mayor potencia genere pero sin sobrepasar la potencia del inversor. En esta instalación la mejor distribución para el mayor aprovechamiento del inversor es la distribución con 23 ramas en paralelo y 21 paneles ND-RC255 en serie por cada rama en paralelo, obteniendo una potencia de 123165W y 483 módulos en total.

Una vez que se ha establecido la mejor distribución de los paneles, se debe comprobar que la corriente del generador no supera el límite de la corriente del inversor de entrada y la tensión del generador es menor al límite de la tensión máxima del inversor. Sabiendo que la corriente del inversor es 320A y la tensión máxima del inversor es de 800V. Para ello se van a llevar a cabo una serie de cálculos para su correcta comprobación, hallando primeramente la corriente del generador.

$$I_{SC(\text{generador})} = N_{\text{paralelo}}^{\circ} * I_{SC(\text{módulo})} = 23 * 8,88A = 204,24A < I_{\text{max}(\text{inversor})} = 320A$$

$$U_{OC(\text{generador})} = N_{\text{serie}}^{\circ} * U_{OC(\text{módulo})} = 21 * 37,6 = 789,6V < 800V$$

Se puede concluir, que la distribución actual de 23 paneles en paralelo y 21 paneles en serie es la correcta, ya que cumplen las comprobaciones no superando ni la corriente ni la tensión el generador.

### 2.3. INCLINACIÓN, ORIENTACIÓN Y SEPARACIÓN DE LOS PANELES

- INCLINACIÓN Y ORIENTACIÓN**

Para conseguir la mejor captación de luz y sacar el máximo rendimiento de los paneles solares es importante que se encuentren bien orientados y con el grado de inclinación más adecuado. Por ello se deben orientar hacia el sur geográfico, no al magnético, en el hemisferio norte y al norte geográfico en el hemisferio sur. Por lo que en este caso, se intentará orientarlos lo más posible al sur.

Para localizar el sur geográfico, es preciso localizar el sur magnético con una brújula y corrigiendo sus desviaciones, otra manera es observando la dirección de la sombra proyectada por una varilla vertical a las 12 horas, que es cuando el sol está en su cenit. Para ello, por la mañana (faltando dos o tres horas para el mediodía), se marcará el punto A de la figura en el extremo de la sombra de la varilla y se dibujará en el suelo una circunferencia alrededor de la varilla de radio OA, igual al de su sombra. Por la tarde, cuando la sombra de la varilla alcance la misma longitud y coincida con la circunferencia trazada, se marca el punto B. La recta que une

## Cálculos

los puntos A y B estará orientada exactamente en la dirección del paralelo terrestre y trazando una perpendicular a dicha recta, indicará la dirección Norte-Sur. (Ver Figura 16)



Figura 15: Método de la varilla

El ángulo de azimut  $\alpha$ , es el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y meridiano del lugar. Su valor es  $0^\circ$  para los módulos orientados al Sur,  $-90^\circ$  para los orientados al Este y  $90^\circ$  para los orientados al Oeste. En esta instalación el ángulo de azimut es  $-0,217^\circ$ .

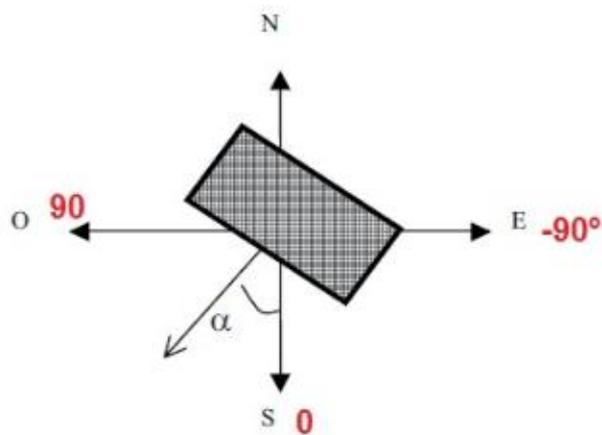


Figura 16: Representación del ángulo de azimut

La inclinación de los rayos del sol respecto a los módulos es variable a lo largo del año (máxima en verano y mínima en invierno) y por tanto hay que calcular el ángulo de inclinación  $\beta$  que maximice la captación de irradiación anual. Puesto que se trata de una instalación conectada a red y su captación es anual, se debe usar la siguiente fórmula para hallar el ángulo de inclinación.

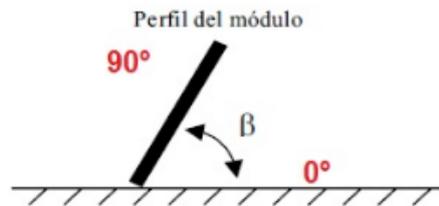


Figura 17: Inclinación óptima de los módulos

$$\beta_{opt} = Latitud_{lugar} - 10^\circ = 39,665^\circ - 10^\circ = 29,665^\circ$$

Por lo tanto, el ángulo de inclinación óptimo para la instalación es 29,665° ya que se dispone de más espacio en la cubierta para disminuir la generación de sombras se establece que el ángulo de inclinación  $\beta=30^\circ$ . Pero se debe comprobar si el ángulo de inclinación cumple con el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE.

Sabiendo que el ángulo de Azimut es de -0,217°, y las pérdidas máximas por inclinación de los paneles son del 10%, se puede observar en la siguiente tabla.

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

Tabla 42: Pérdidas límite del código técnico

Los puntos de intersección del límite de pérdidas del 10% (borde exterior de la región 90%-95%) con la recta de azimut 0° proporcionan los valores de inclinación máxima y mínima.

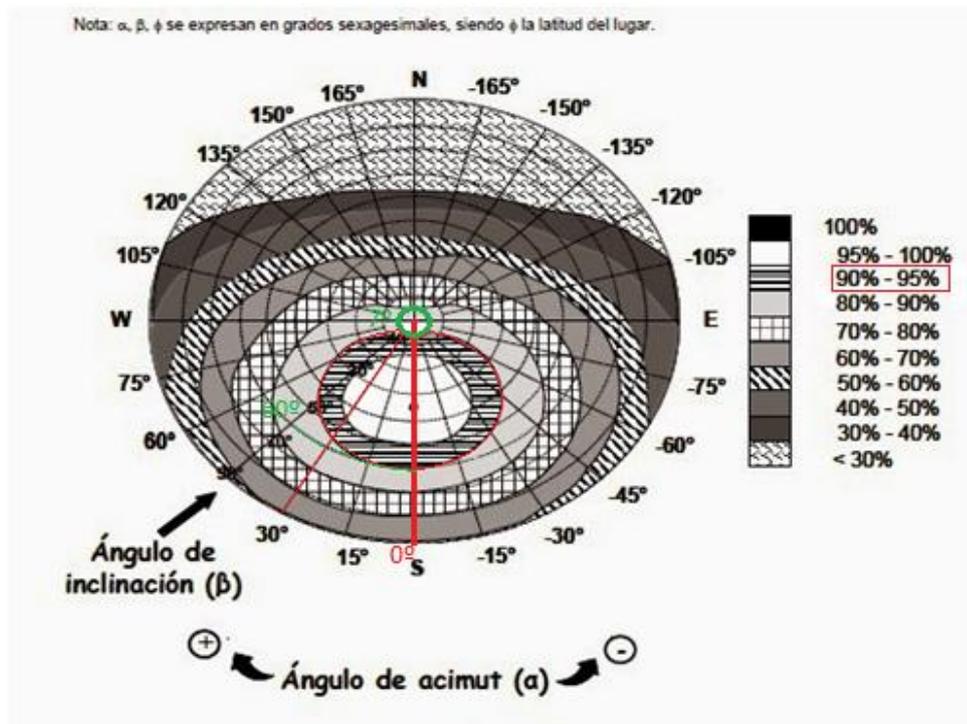


Figura 18: Representación del ángulo de acimut o azimut

## Cálculos

Por consiguiente, como se puede observar en el esquema del ángulo de azimut o acimut los límites de inclinación para la instalación son:

$$\text{Inclinación máxima} = 60^\circ$$

$$\text{Inclinación mínima} = 7^\circ$$

Pero estas inclinaciones se deben corregir para la latitud del lugar como establece el Código Técnica HE5, se debe de corregir con los cálculos desarrollados a continuación.

$$\begin{aligned} \text{Inclinación}_{m\acute{a}xima} &= \text{Inclinación} - (41 - \text{Latitud}) = 60^\circ - (41^\circ - 39,665^\circ) \\ &= 58,665^\circ \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Inclinación}_{m\acute{i}nima} &= \text{Inclinación} - (41 - \text{Latitud}) = 7^\circ - (41^\circ - 39,665^\circ) \\ &= 5,665^\circ \end{aligned}$$

En conclusión, se puede establecer como el ángulo de inclinación  $\beta=30^\circ$  cumple con los requisitos de pérdidas por orientación e inclinación y cuyas pérdidas serán del 10% o menos. Para conocer las pérdidas por la inclinación y orientación se van a realizar los cálculos pertinentes para ello.

$$\phi = \text{Latitud} = 39,665^\circ$$

$$\beta = \text{Inclinación} = 30^\circ$$

$$\alpha = \text{Ángulo de azimut} = -0,217^\circ$$

$$\begin{aligned} \text{P\acute{e}rdidas}(\%) &= 100 * [1,2 * 10^{-4}(\beta - \phi + 10)^2 + 3,5 * 10^{-5} * \alpha^2] \text{ para } 15^\circ < \beta < 90^\circ \\ \text{P\acute{e}rdidas}(\%) &= 100[1,2 * 10^{-4}(30^\circ - 39,665^\circ + 10)^2 + 3,5 * 10^{-5} * (-0,217^\circ)^2] \\ &= 0,0015\% \end{aligned}$$

- **DISTANCIA ENTRE MÓDULOS**

Las sombras que inciden en los paneles solares fotovoltaicos generan una reducción en el rendimiento de estos si son sombras parciales, pero si se generan sombras totales puede hacer que los paneles dejen de ser operativos. Por esta razón se debe hallar la distribución correcta para no generar sombras entre paneles y conseguir el mayor rendimiento posible. Para hallar la distancia correcta entre los módulos o paneles se debe ir al IDAE. Se establece que el día más desfavorable es el 21 de Diciembre por lo tanto se debe calcular para este día.

Para poder hallar la distancia entre módulos, primeramente se debe calcular la altura solar (h) que depende de la latitud del lugar donde se vayan a instalar los módulos y de la declinación solar. Ésta altura se calcula de la siguiente manera:

$$h = (90^\circ - \phi + \delta)$$

Siendo  $\phi$  la latitud del lugar y  $\delta$  es la declinación solar, es el ángulo entre la línea Sol-Tierra y el plano ecuatorial celeste.

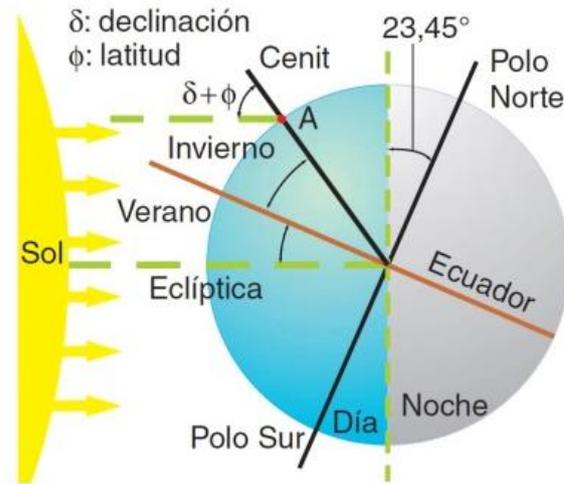


Figura 19: Esquema de la línea Sol-Tierra

La declinación solar varía a lo largo de la órbita de la Tierra alrededor del Sol, alcanzando valores máximos en los solsticios de verano ( $\delta = 23,45^\circ$ ) y mínimos en invierno ( $\delta = -23,45^\circ$ ), y valores nulos en los equinoccios ( $\delta = 0^\circ$ ). Puesto que se debe elegir el momento más desfavorable, este es en el solsticio de invierno, 21 de Diciembre a las 12 de la mañana, por lo que se debe tomar como valor  $\delta = -23,45^\circ$ . Se calcula el valor de la instalación.

$$h = (90^\circ - 39,665^\circ - 23,45^\circ) = 26,885^\circ \approx 26,89^\circ$$

Al tratarse de una cubierta con inclinación ( $3^\circ$ ) se debe calcular la distancia entre paneles para la inclinación de la cubierta tanto para los paneles en horizontal como en vertical. Al tratarse de una inclinación de tan solo  $3^\circ$  podría considerarse una cubierta horizontal, pero para eliminar todos los mayores errores del estudio se va a analizar con la inclinación correspondiente. Se puede ver en el siguiente esquema como se deberían colocar y las variables necesarias para el siguiente estudio.

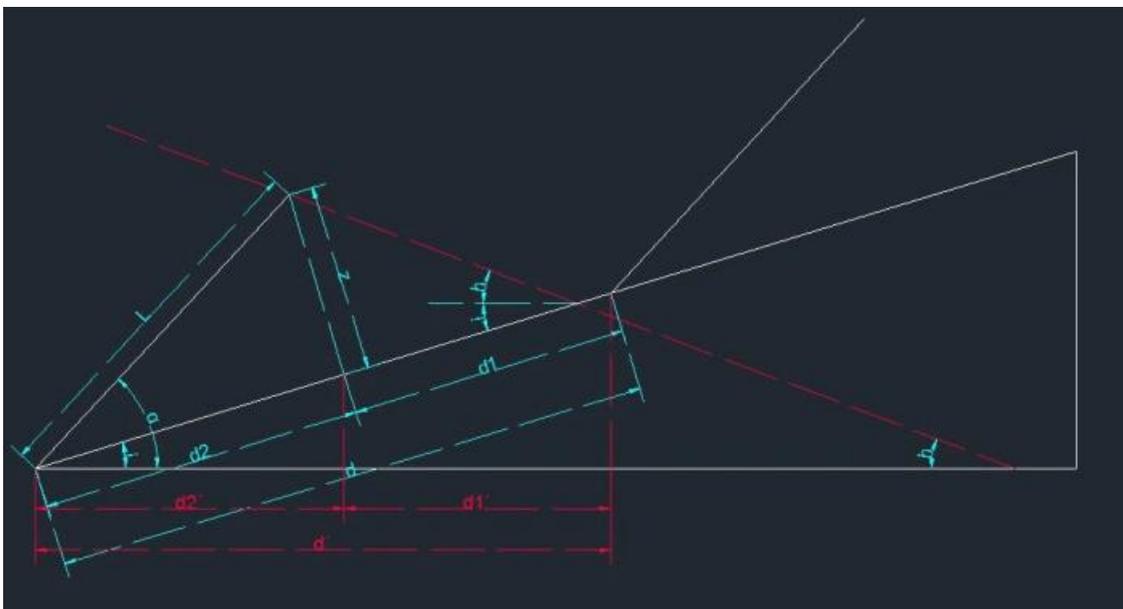


Figura 20: Esquema de la colocación de los módulos

## Cálculos

Se debe calcular el valor  $d$ , por lo tanto se debe obtener también los valores de " $d1$ " y " $d2$ ". El valor " $d$ " se obtiene geoméricamente de la siguiente manera:

$$d = 1,25(d1 + d2) = 1,25 * L \left[ \frac{\text{sen}(\alpha - i)}{\text{tg}(h + i)} * \cos(\alpha - i) \right]$$

$$d1 = 1,25 * L \left[ \frac{\text{sen}(\alpha - i)}{\text{tg}(h + i)} \right]$$

$$d2 = 1,25 * L [\cos(\alpha - i)]$$

Conociendo  $L$  (longitud de la placa),  $\alpha$  (inclinación óptima de la placa respecto de la horizontal),  $h$  (altura solar) e  $i$  (inclinación de la cubierta) se puede hallar los valores de  $d$ ,  $d1$  y  $d2$ . Se va a estudiar la colocación de los módulos tanto en horizontal como en vertical.

- Colocación vertical de los módulos fotovoltaicos:

$L=1660\text{mm}$ ;  $\alpha=29,665^\circ$ ;  $h=26,89^\circ$ ;  $i=3^\circ$

$$d1 = 1,25 * 1660\text{mm} * \left[ \frac{\text{sen}(29,665^\circ - 3^\circ)}{\text{tg}(26,89^\circ + 3^\circ)} \right] = 1582,51\text{mm} \approx 1,58\text{m}$$

$$d2 = 1,25 * 1660 [\cos(29,665^\circ - 3^\circ)] = 1864,997\text{mm} \approx 1,87\text{m}$$
$$d = 1,25(d1 + d2) = 1,25(1,58 + 1,87) = 4,31\text{m}$$

Para realizar las proyecciones en los planos se van a hallar los valores de " $d$ " para la horizontal

$$d' = d * \cos(i) = 4,31\text{m} * \cos(3^\circ) = 4,30\text{m}$$
$$d1' = d1 * \cos(i) = 1,58 * \cos(3) = 1,5778\text{m} \approx 1,58\text{m}$$
$$d2' = d2 * \cos(i) = 1,87 * \cos(3) = 1,867\text{m} \approx 1,87\text{m}$$

- Colocación horizontal de los módulos fotovoltaicos:

$L=990\text{mm}$ ;  $\alpha=29,665^\circ$ ;  $h=26,89^\circ$ ;  $i=3^\circ$

$$d1 = 1,25 * 990\text{mm} * \left[ \frac{\text{sen}(29,665^\circ - 3^\circ)}{\text{tg}(26,89^\circ + 3^\circ)} \right] = 943,79\text{mm} \approx 0,944\text{m}$$

$$d2 = 1,25 * 990 [\cos(29,665^\circ - 3^\circ)] = 1112,26\text{mm} \approx 1,11\text{m}$$
$$d = 1,25(d1 + d2) = 1,25(0,944 + 1,11) = 2,054\text{m} \approx 2,1\text{m}$$

Para realizar las proyecciones en los planos se van a hallar los valores de " $d$ " para la horizontal

$$d' = d * \cos(i) = 2,1\text{m} * \cos(3^\circ) = 2,09\text{m} \approx 2,1\text{m}$$
$$d1' = d1 * \cos(i) = 0,944 * \cos(3) = 0,942\text{m}$$
$$d2' = d2 * \cos(i) = 1,11 * \cos(3) = 1,108\text{m} \approx 1,11\text{m}$$

## Cálculos

Una vez que se tiene las distancias entre paneles para evitar las sombras tanto en horizontal como en vertical, se debe decidir cuál de las dos es la mejor solución para la colocación de los módulos solares. Por lo tanto se va a calcular la mejor manera de colocarlos.

Se debe conocer la longitud de la cubierta, pero al ser instalados los módulos en el lado de la cubierta que da al sur, solo se necesita la longitud de una de las aguas de la cubierta, esto se calcula a continuación.

$$Longitud_{disponible} = \frac{Longitud_{total}}{2} * \cos(i) = \frac{100}{2} * \cos(3) = 49,93m$$

- Comprobación vertical:

$$N^{\circ}_{filas} = d + d2 = 4,31 + 1,87 = 6,18 < 49,93$$

$$N^{\circ}_{filas} = 2 * d + d2 = 2 * 4,31 + 1,87 = 10,49 < 49,93$$

$$N^{\circ}_{filas} = 3 * d + d2 = 3 * 4,31 + 1,87 = 14,8 < 49,93$$

$$N^{\circ}_{filas} = 4 * d + d2 = 4 * 4,31 + 1,87 = 19,11 < 49,93$$

$$N^{\circ}_{filas} = 5 * d + d2 = 5 * 4,31 + 1,87 = 23,42 < 49,93$$

$$N^{\circ}_{filas} = 6 * d + d2 = 6 * 4,31 + 1,87 = 27,73 < 49,93$$

$$N^{\circ}_{filas} = 7 * d + d2 = 7 * 4,31 + 1,87 = 32,04 < 49,93$$

$$N^{\circ}_{filas} = 8 * d + d2 = 8 * 4,31 + 1,87 = 36,35 < 49,93$$

$$N^{\circ}_{filas} = 9 * d + d2 = 9 * 4,31 + 1,87 = 40,66 < 49,93$$

$$N^{\circ}_{filas} = 10 * d + d2 = 10 * 4,31 + 1,87 = 44,97 < 49,93$$

$$N^{\circ}_{filas} = 11 * d + d2 = 11 * 4,31 + 1,87 = 49,28 < 49,93$$

$$N^{\circ}_{filas} = 12 * d + d2 = 12 * 4,31 + 1,87 = 53,59 > 49,93$$

Si se colocan los paneles verticalmente caben 11 filas de módulos y 286 módulos por fila. Por lo tanto en un faldón cogerían 3146 módulos, un total de 802kW, mayor a la potencia establecida anteriormente.

- Comprobación horizontal:

$$N^{\circ}_{filas} = d + d2 = 2,1 + 1,11 = 3,21 < 49,93$$

$$N^{\circ}_{filas} = 2 * d + d2 = 2 * 2,1 + 1,11 = 5,31 < 49,93$$

$$N^{\circ}_{filas} = 3 * d + d2 = 3 * 2,1 + 1,11 = 7,41 < 49,93$$

$$N^{\circ}_{filas} = 4 * d + d2 = 4 * 2,1 + 1,11 = 9,51 < 49,93$$

$$N^{\circ}_{filas} = 5 * d + d2 = 5 * 2,1 + 1,11 = 11,61 < 49,93$$

$$N^{\circ}_{filas} = 6 * d + d2 = 6 * 2,1 + 1,11 = 13,71 < 49,93$$

## Cálculos

$$N_{filas}^{\circ} = 7 * d + d2 = 7 * 2,1 + 1,11 = 15,81 < 49,93$$

$$N_{filas}^{\circ} = 8 * d + d2 = 8 * 2,1 + 1,11 = 17,91 < 49,93$$

$$N_{filas}^{\circ} = 9 * d + d2 = 9 * 2,1 + 1,11 = 20,01 < 49,93$$

$$N_{filas}^{\circ} = 10 * d + d2 = 10 * 2,1 + 1,11 = 22,11 < 49,93$$

$$N_{filas}^{\circ} = 11 * d + d2 = 11 * 2,1 + 1,11 = 24,21 < 49,93$$

$$N_{filas}^{\circ} = 12 * d + d2 = 12 * 2,1 + 1,11 = 26,31 < 49,93$$

$$N_{filas}^{\circ} = 13 * d + d2 = 13 * 2,1 + 1,11 = 28,41 < 49,93$$

$$N_{filas}^{\circ} = 14 * d + d2 = 14 * 2,1 + 1,11 = 30,51 < 49,93$$

$$N_{filas}^{\circ} = 15 * d + d2 = 15 * 2,1 + 1,11 = 32,61 < 49,93$$

$$N_{filas}^{\circ} = 16 * d + d2 = 16 * 2,1 + 1,11 = 34,71 < 49,93$$

$$N_{filas}^{\circ} = 17 * d + d2 = 17 * 2,1 + 1,11 = 36,81 < 49,93$$

$$N_{filas}^{\circ} = 18 * d + d2 = 18 * 2,1 + 1,11 = 38,91 < 49,93$$

$$N_{filas}^{\circ} = 19 * d + d2 = 19 * 2,1 + 1,11 = 41,01 < 49,93$$

$$N_{filas}^{\circ} = 20 * d + d2 = 20 * 2,1 + 1,11 = 43,11 < 49,93$$

$$N_{filas}^{\circ} = 21 * d + d2 = 21 * 2,1 + 1,11 = 45,21 < 49,93$$

$$N_{filas}^{\circ} = 22 * d + d2 = 22 * 2,1 + 1,11 = 47,31 < 49,93$$

$$N_{filas}^{\circ} = 23 * d + d2 = 23 * 2,1 + 1,11 = 49,41 < 49,93$$

$$N_{filas}^{\circ} = 24 * d + d2 = 24 * 2,1 + 1,11 = 51,51 < 49,93$$

Si se colocan horizontalmente, caben 24 filas de módulos, con 170 módulos por fila. Por lo tanto 4080 módulos en un faldón, un total de 1040,4KW, mayor al establecido (entre 115000W y 125000W por el sobredimensionamiento).

En ambos casos cumplen, pero los dos casos se genera una producción de energía mucho mayor a la necesaria en la instalación. La potencia máxima necesaria en la instalación con el sobredimensionamiento de 1,25 es de 125kW. Por lo tanto se deben reducir el número de módulos a instalar en la cubierta. Como se puede observar en el documento de planos, en concreto en el plano número 27, la cubierta dispone de lucernarios, en los cuales no se deben instalar módulos fotovoltaicos, ya que se reduce la iluminación natural dentro de la nave. Cada lucernario tiene una anchura de 5,67m y están instalados a lo largo de toda la nave, los 283,334m de longitud. Teniendo en cuenta esta consideración se debe estimar el número de filas que se pueden instalar tanto verticalmente como horizontalmente, y la potencia que se generaría.

## Cálculos

- Comprobación vertical

En la cercha sur se ha calculado un número total de 11 filas, pero en cada lado de la cubierta hay dos lucernarios de 5,67m. Por lo tanto son 11,34m en los cuales no se puede instalar ningún módulo fotovoltaico. También se debe tener en cuenta la sombra que generan los módulos para que la luz natural que entra en la nave por los lucernarios sea la máxima.

La distancia que ocupa un módulo y la sombra que genera este es de 4,31m. Además se sabe que entre lucernarios hay una separación de 19,33m, entre el segundo lucernario y los ventiladores estáticos hay una separación de 6,34m y el primer lucernario y el comienzo de la cubierta están separados una distancia de 11m. Teniendo estas medidas se va proceder a la correcta distribución de los paneles.

$$\begin{aligned}N^{\circ}filas_{1lucernario} &= L_{separación} - d \\N^{\circ}filas_{1lucernario} &= 11 - 4,31 = 6,69m \\N^{\circ}filas_{1lucernario} &= 11 - 2 * 4,31 = 2,38m \\N^{\circ}filas_{1lucernario} &= 11 - 3 * 4,31 = -1,93m\end{aligned}$$

Entre el comienzo de la cubierta y el primer lucernario se pueden instalar 2 filas de módulos.

$$\begin{aligned}N^{\circ}filas_{entrelucernarios} &= L_{separación} - d \\N^{\circ}filas_{entrelucernarios} &= 19,33 - 4,31 = 15,02m \\N^{\circ}filas_{entrelucernarios} &= 19,33 - 2 * 4,31 = 10,71m \\N^{\circ}filas_{entrelucernarios} &= 19,33 - 3 * 4,31 = 6,4m \\N^{\circ}filas_{entrelucernarios} &= 19,33 - 4 * 4,31 = 2,09m \\N^{\circ}filas_{entrelucernarios} &= 19,33 - 5 * 4,31 = -2,22m\end{aligned}$$

Entre los dos lucernarios se pueden instalar 4 filas de módulos.

$$\begin{aligned}N^{\circ}filas_{lucernario-respiradero} &= L_{separación} - d \\N^{\circ}filas_{lucernario-respiradero} &= 6,34 - 4,31 = 2,03m \\N^{\circ}filas_{lucernario-respiradero} &= 6,34 - 2 * 4,31 = -2,28m\end{aligned}$$

Entre el segundo lucernario y los respiraderos se puede instalar 1 fila de módulos, ya que se va a dejar 2m de margen para que se pueda tener una buena ventilación de la nave.

Por lo tanto se pueden instalar 7 filas de módulos, con 286 módulos en cada fila, esto genera una potencia de 510,51kW, sigue siendo mayor que la potencia necesaria.

## Cálculos

- Comprobación horizontal

En la cercha sur se ha calculado un número total de 24 filas, pero por los lucernarios anteriormente explicados se deben de reducir esas filas.

La distancia que ocupa un módulo y la sombra que genera este es de 2.1m. Además se sabe que las distancias entre lucernarios. Teniendo las medidas se va proceder a la correcta distribución de los paneles.

$$\begin{aligned}N^{\circ}filas_{1lucernario} &= L_{separación} - d \\N^{\circ}filas_{1lucernario} &= 11 - 2,1 = 8,9m > 2,1m \\N^{\circ}filas_{1lucernario} &= 11 - 2 * 2,1 = 6,8m > 2,1m \\N^{\circ}filas_{1lucernario} &= 11 - 3 * 2,1 = 4,7m > 2,1m \\N^{\circ}filas_{1lucernario} &= 11 - 4 * 2,1 = 2,6m > 2,1m \\N^{\circ}filas_{1lucernario} &= 11 - 5 * 2,1 = 0,5m < 2,1m\end{aligned}$$

Entre el comienzo de la cubierta y el primer lucernario se pueden instalar 4 filas de módulos.

$$\begin{aligned}N^{\circ}filas_{entrelucernarios} &= L_{separación} - d \\N^{\circ}filas_{entrelucernarios} &= 19,33 - 2,1 = 17,23m > 2,1m \\N^{\circ}filas_{entrelucernarios} &= 19,33 - 2 * 2,1 = 15,13m > 2,1m \\N^{\circ}filas_{entrelucernarios} &= 19,33 - 3 * 2,1 = 13,03m > 2,1m \\N^{\circ}filas_{entrelucernarios} &= 19,33 - 4 * 2,1 = 10,93m > 2,1m \\N^{\circ}filas_{entrelucernarios} &= 19,33 - 5 * 2,1 = 8,83m > 2,1m \\N^{\circ}filas_{entrelucernarios} &= 19,33 - 6 * 2,1 = 6,73m > 2,1m \\N^{\circ}filas_{entrelucernarios} &= 19,33 - 7 * 2,1 = 4,63m > 2,1m \\N^{\circ}filas_{entrelucernarios} &= 19,33 - 8 * 2,1 = 2,53m > 2,1m \\N^{\circ}filas_{entrelucernarios} &= 19,33 - 9 * 2,1 = 0,43m < 2,1m\end{aligned}$$

Entre los dos lucernarios se pueden instalar 8 filas de módulos.

$$\begin{aligned}N^{\circ}filas_{lucernario-respiradero} &= L_{separación} - d \\N^{\circ}filas_{lucernario-respiradero} &= 6,34 - 2,1 = 4,24m > 2,1m \\N^{\circ}filas_{lucernario-respiradero} &= 6,34 - 2 * 2,1 = 2,14m > 2,1m \\N^{\circ}filas_{lucernario-respiradero} &= 6,34 - 3 * 2,1 = 0,04m < 2,1m\end{aligned}$$

Entre el segundo lucernario y los respiraderos se puede instalar 2 fila de módulos, ya que se va a dejar un margen como en el caso anterior para que se pueda tener una buena ventilación de la nave.

Por lo tanto se pueden instalar 14 filas de módulos, con 170 módulos en cada fila, esto genera una potencia de 606,9kW, sigue siendo mayor que la potencia necesaria.

Por otro lado, en la zona este de la nave tiene un almacén de 3 metros superior a la nave. Este está ensamblado a la nave por lo que genera sombra las primeras horas de la mañana, pero estas se reducen a cero cuando el sol llega a su punto más alto, el mediodía, pero se van a calcular las sombras generadas por la mañana para poder recolocar los módulos y que no tengan sombras parciales en ellos.

## Cálculos

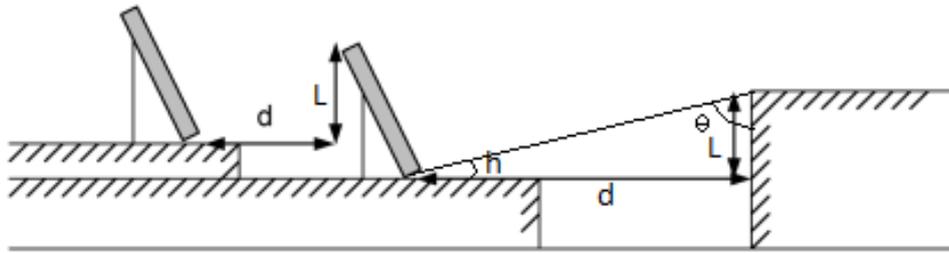


Figura 21: Representación de sombras generadas por objetos

Conociendo  $h=26,89^\circ$  y la altura del escalón  $L_{\text{escalón}}=3\text{m}$  se puede hallar el valor de la sombra generada, se calcula a continuación considerando que la cubierta es horizontal y despreciando los  $3^\circ$  de inclinación puesto que es una inclinación prácticamente nula. Se calcula la distancia "d" mediante el teorema de senos.

$$d = \frac{L_{\text{escalón}} * \text{sen}(h)}{\text{sen}(\theta)} = 5,92\text{m} \approx 6\text{m}$$

El escalón del almacén de vidrio que sobrepasa 3m la altura de la nave genera una sombra de 6m el día más desfavorable y en las primeras horas del día. Como esto genera sombras parciales esas primeras horas del día, se van a eliminar 6m de paneles en todas las filas a instalar, por lo que se debe de eliminar un total de paneles por fila de:

$$N^{\circ}_{\text{eliminar}_{\text{vertical}}} = \frac{d}{L_{\text{paneles}}} = \frac{6\text{m}}{0,99\text{m}} = 6,06\text{paneles} \approx 6\text{paneles}$$

$$N^{\circ}_{\text{eliminar}_{\text{horizontal}}} = \frac{d}{L_{\text{paneles}}} = \frac{6\text{m}}{1,66\text{m}} = 3,61\text{paneles} \approx 4\text{paneles}$$

Aun teniendo en cuenta la sombra del almacén de vidrio, eliminando 6 paneles de cada fila si se instalan verticalmente y 4 paneles si se instalan horizontalmente, sigue siendo la generación de potencia mucho mayor a la establecida anteriormente. Por lo tanto se va a proceder a elegir una de las dos instalaciones y reducir el número de paneles para que entre en el rango de potencias  $115\text{kW} < P_{\text{generada}} < 125\text{kW}$ .

Como en ambas instalaciones se consigue que cumpla, se va a elegir la instalación de los paneles en horizontal, ya que generan una sombra menor que la colocación en vertical. Además el impacto visual será menor si se instala horizontalmente que verticalmente. Por lo tanto se puede llegar a instalar 14 filas de módulos con 170 módulos en cada fila, teniendo en cuenta la sombra que genera el almacén de vidrio que tiene una altura de 3m más que la nave, se deben colocar 166 módulos por cada fila. Hace un total de 592,62kW. Por lo tanto se deciden eliminar filas para tener mayor espacio entre ellas y tener la seguridad de que las filas de módulos no van a desprender ninguna sombra sobre los lucernarios.

Se van a instalar 7 filas de módulos con 70 módulos en cada fila. Esto es la mitad de los módulos que se pueden instalar en la cubierta. Esto hace un total de 490 módulos, los cuales generan 124,950kW, este valor está dentro de las sobredimensiones,

## Cálculos

$115\text{kW} < 124,950\text{kW} < 125\text{kW}$ . Para poder ver la distribución de los módulos fotovoltaicos en la cubierta de la nave acudir al apartado "Planos", exactamente a los planos número 28 y 29.

Como se puede apreciar en los planos número 28 y 29, la instalación fotovoltaica no ocupa toda la zona sur, ya que al instalar los paneles como se muestra en la figura 23, se aprovecha el mismo raíl para dos módulos. Se ha decidido instalarlos así, ya que si en un futuro se deseará aumentar la instalación para poder producir mayor energía, no habría problemas para su instalación.



Figura 22: Colocación de los paneles en serie

Se instalarán una estructura regulable para cubierta plana para 5 paneles. La instalación constará de 98 estructuras de 5 paneles.

## 2.4. CABLEADO

El cableado en las instalaciones solares fotovoltaicas cumplen una importante función, puesto que la asociación de los paneles en serie se lleva a cabo con las cajas de conexionado de los propios módulos, mientras que se usan las cajas de continua para unir los paneles en paralelo. Desde aquí se lleva al inversor disponiendo de seccionadores para proteger el generador fotovoltaico. Además el dimensionamiento de los cables debe ser el correcto para limitar las caídas de tensión desde los paneles fotovoltaicos hasta el inversor (inferior al 1%), y del inversor a la caja general de protección (inferior al 2%).

Todos los cables usados en la instalación para llevar a cabo las interconexiones entre paneles, inversor y caja general de protección deben estar protegidos de la degradación que genera la intemperie. Una de las mejores opciones para la protección de los cables es el uso de PVC puesto que es un buen aislante para 1000V.

Para llevar a cabo el dimensionamiento del cableado se va a realizar mediante el criterio térmico o criterio de intensidad máxima.

- **DIMENSIONADO MEDIANTE EL CRITERIO DE INTENSIDAD MÁXIMA**

Este criterio se basa en el REBT (Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión), en el cual se establece que los conductores no deben superar la corriente máxima admisible cuando por ellos están circulando una intensidad máxima de servicio. Estas intensidades máximas admisibles se rigen por la norma UNE 20460-5-523.

Según el RBT, en la ITC-BT-40, los cables de conexión en instalaciones generadores de baja tensión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador.

$$I_{diseño} = 1,25 * I = 1,25 * I_{MPP} < I_{MAX}$$

Se van a llevar a cabo todos los cálculos necesarios para realizar el cableado en las diferentes partes de la instalación comenzando desde los módulos.

### 1. CABLEADO ENTRE LOS MÓDULOS Y LA CAJA DE PROTECCIÓN DE CC:

Este cableado se destina a conectar los paneles fotovoltaicos en serie, en total 70 paneles, generando filas, un total de 7 filas. Estas filas se conectan con el inversor mediante el cableado que está instalado en la cubierta de la nave, circulando por ellos una corriente continua y estando aislados mediante un aislamiento de PVC. Esta corriente se calcula a continuación.

$$I_{diseño} = 1,25 * I_{MPP} = 1,25 * 8,38 = 10,475A$$

Una vez se tiene la corriente de diseño, se debe ir a REBT para hallar la sección del cable correspondiente para esta instalación. Por ello se debe usar la siguiente tabla para hallar la sección.

A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR									
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR									
B		Conductores aislados en tubos en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
B2		Cables multiconductores en tubos en montaje superficial o empotrados en obra		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR								
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared <sup>1)</sup>				3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
E		Cables multiconductores al aire libre <sup>2)</sup> . Distancia a la pared no inferior a 0,3D <sup>3)</sup>					3x PVC		2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
F		Cables unipolares en contacto mutuo <sup>4)</sup> . Distancia a la pared no inferior a D <sup>5)</sup>						3x PVC			3x XLPE o EPR <sup>1)</sup>					
G		Cables unipolares separados mínimo D <sup>6)</sup>								3x PVC <sup>1)</sup>		3x XLPE o EPR				
			mm <sup>2</sup>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11		
<b>Cobre</b>			1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-	-	
			2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-	-	-
			4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-	-	-
			6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-	-	-
			10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-	-	-
			16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-	-	-
			25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166	-	-
			35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206	-	-
			50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250	-	-
			70				149	160	171	188	202	224	244	321	-	-
			95				180	194	207	230	245	271	296	391	-	-
			120				208	225	240	267	284	314	348	455	-	-
150				236	260	278	310	338	363	404	525	-	-			
185				268	297	317	354	386	415	464	601	-	-			
240				315	350	374	419	455	490	552	711	-	-			
300				360	404	423	484	524	565	640	821	-	-			

Tabla 6: Intensidades admisibles al aire 40°C

Puesto que se trata de una instalación de montaje superficial con conductores aislados en tubos de PVC, se puede establecer que es una instalación de tipo B. Al constar de dos conductores se trata de la sección 5. La corriente admisible inmediatamente mayor es 15A, por lo que la sección del cable tiene que ser mínimo de 1,5mm<sup>2</sup>.

Los módulos a usar en esta instalación son MC4, con una sección de 4mm<sup>2</sup>, por lo tanto al ser mayor que el establecido por el REBT se puede decir que cumple, por lo que su intensidad máxima es de 27A.

## 2. CABLEADO ENTRE LA CAJA DE PROTECCIÓN DE CC Y EL INVERSOR:

Este cableado sirve para conectar al inversor mediante corriente continua, a continuación se van a llevar a cabo los cálculos para hallar la corriente máxima y comprobar la sección del cable.

Primeramente se va a hallar la corriente de diseño de la instalación, esto se hace sabiendo la I<sub>MPP</sub> de los paneles y el número de filas de la instalación. Con esto hallado se obtendrá la corriente de diseño.

$$I_{MPP(instalación)} = I_{MPP(Panel)} * N^{\circ}filas = 8,38A * 7filas = 58,66A$$

$$I_{diseño} = 1,25 * I_{MPP(instalación)} = 1,25 * 58,66A = 73,33A$$

A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR								
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR								
B		Conductores aislados en tubos <sup>3</sup> en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
B2		Cables multiconductores en tubos <sup>3</sup> en montaje superficial o empotrados en obra		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR							
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared <sup>4</sup>				3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
E		Cables multiconductores al aire libre <sup>5</sup> Distancia a la pared no inferior a 0,3D <sup>6</sup>					3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
F		Cables unipolares en contacto mutuo <sup>6</sup> Distancia a la pared no inferior a D <sup>6</sup>					3x PVC				3x XLPE o EPR <sup>7</sup>				
G		Cables unipolares separados mínimo D <sup>6</sup>								3x PVC <sup>8</sup>	3x XLPE o EPR				
			mm <sup>2</sup>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
<b>Cobre</b>			1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-	
			2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-	-
			4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-	-
			6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-	-
			10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-	-
			16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-	-
			25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166	-
			35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206	-
			50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250	-
			70				149	160	171	188	202	224	244	321	-
			95				180	194	207	230	245	271	296	391	-
120				208	225	240	267	284	314	348	455	-			
150				236	260	278	310	338	363	404	525	-			
185				268	297	317	354	386	415	464	601	-			
240				315	350	374	419	455	490	552	711	-			
300				360	404	423	484	524	565	640	821	-			

Tabla 6: Intensidades admisibles al aire 40°C

Al tratarse de una instalación de montaje superficial con conductores aislados en tubos de PVC, se puede establecer que es una instalación de tipo B. Al constar de dos conductores se trata de la sección 5. La corriente admisible inmediatamente mayor es 84A, por lo que la sección del cable tiene que ser mínimo de 25mm<sup>2</sup>.

### 3. CABLEADO ENTRE EL INVERSOR Y LA CAJA DE PROTECCIÓN DE AC:

En esta sección, el cableado de unión del inversor y la caja de protección de corriente alterna ya no es monofásico, sino que se trata de un cableado trifásico, por lo tanto se necesitan sus características.

$$P_{\text{instalación}} = 100\text{kW}; \eta = 96\%; \cos \varphi = 0,98; U_N = 400\text{V}$$

$$I_{\text{inversor}} = \frac{P_{\text{instalación}} / \eta}{\sqrt{3} * U_N * \cos \varphi} = \frac{100000 / 0,96}{\sqrt{3} * 400 * 0,98} = 153,42\text{A}$$

$$I_{\text{diseno}} = 1,25 * I_{\text{inversor}} = 1,25 * 153,42 = 191,775\text{A} \approx 191,78\text{A}$$

<b>A</b>		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR									
<b>A2</b>		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR									
<b>B</b>		Conductores aislados en tubos en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
<b>B2</b>		Cables multiconductores en tubos en montaje superficial o empotrados en obra		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR								
<b>C</b>		Cables multiconductores directamente sobre la pared <sup>1)</sup>				3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
<b>E</b>		Cables multiconductores al aire libre <sup>2)</sup> Distancia a la pared no inferior a 3D <sup>3)</sup>					3x PVC		2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
<b>F</b>		Cables unipolares en contacto mínimo <sup>4)</sup> Distancia a la pared no inferior a D <sup>5)</sup>						3x PVC			3x XLPE o EPR <sup>1)</sup>					
<b>G</b>		Cables unipolares separados mínimo D <sup>1)</sup>								3x PVC <sup>1)</sup>		3x XLPE o EPR				
<b>Cobre</b>			mm <sup>2</sup>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11		
			1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-	-	-
			2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-	-	-
			4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-	-	-
			6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-	-	-
			10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-	-	-
			16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-	-	-
			25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166	-	-
			35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206	-	-
			50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250	-	-
			70				149	160	171	188	202	224	244	321	-	-
			95				180	194	207	230	245	271	296	391	-	-
120				208	225	240	267	284	314	348	455	-	-			
150				236	260	278	310	338	363	404	525	-	-			
185				268	297	317	354	386	415	464	601	-	-			
240				315	350	374	419	455	490	552	711	-	-			
300				360	404	423	484	524	565	640	821	-	-			

Tabla 6: Intensidades admisibles al aire 40°C

Como se observa en la tabla se tratar de una instalación de montaje superficial con conductores aislados en tubos de PVC, se puede establecer que es una instalación de tipo B. Al ser una instalación trifásica se trata de la sección 4 (3xPVC). La corriente admisible inmediatamente mayor es 208A, por lo que la sección del cable tiene que ser mínimo de 120mm<sup>2</sup>.

#### 4. CABLEADO ENTRE LA CAJA DE PROTECCIÓN DE AC Y LA CONEXIÓN:

Este último cableado, une el centro de transformación de la parcela, el cual está el punto de conexión de baja tensión, con la caja de protección de corriente alterna. Se trata de un cableado trifásico y para esta sección se necesita acudir al REBT sección ITC-BT-07.

En este último tramo se debe tener en consideración un factor de corrección, como se trata de 4 cables unipolares situados en el interior del mismo tubo, estos se encuentran en contacto. Este factor es de 0,64 y se obtiene con la siguiente tabla del REBT:

Factor de corrección								
Separación entre los cables o ternas	Número de cables o ternas de la zanja							
	2	3	4	5	6	8	10	12
D=0 (en contacto)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,56	0,53	0,50	0,47
d= 0,07 m	0,85	0,75	0,68	0,64	0,6	0,56	0,53	0,50
d= 0,10 m	0,85	0,76	0,69	0,65	0,62	0,58	0,55	0,53
d= 0,15 m	0,87	0,77	0,72	0,68	0,66	0,62	0,59	0,57
d= 0,20 m	0,88	0,79	0,74	0,70	0,68	0,64	0,62	0,60
d= 0,25 m	0,89	0,80	0,76	0,72	0,70	0,66	0,64	0,62

Tabla 43: Factor de corrección para agrupaciones en cables trifásicos

La corriente de diseño se obtiene puesto que los cables deben estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador.

$$I_{Diseño} = 1,25 * I_{inversor} = 1,25 * 153,42 = 191,775A \approx 191,78A$$

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

Tabla 7: Intensidad máxima admisible para cables con conductores de cobre en instalación enterrada

Como se observa en la tabla se trata de una instalación de cables unipolares en aislamiento de PVC. La corriente admisible inmediatamente mayor es 200A, por lo que la sección del cable tiene que ser de 50mm<sup>2</sup>. Como se tiene que tener en cuenta el factor de corrección, se debe modificar la corriente máxima.

$$I_{max} = f_{corrección} * I_{max,adm} = 0,64 * 200 = 128A$$

$$I_{max} > I_{Diseño} \rightarrow 128A < 191,78A \rightarrow \text{No cumple}$$

Como no cumple, se debe aumentar la sección del cable, 70mm<sup>2</sup>

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

Tabla 7: Intensidad máxima admisible para cables con conductores de cobre en instalación enterrada

La corriente admisible inmediatamente mayor es 245A, por lo que la sección del cable tiene que ser de 70mm<sup>2</sup>. Como se tiene que tener en cuenta el factor de corrección, se debe modificar la corriente máxima.

$$I_{max} = f_{corrección} * I_{max,adm} = 0,64 * 245 = 156,8A$$

$$I_{max} > I_{Diseño} \rightarrow 156,8A < 191,78A \rightarrow No cumple$$

Como no cumple, se debe aumentar la sección del cable, 95mm<sup>2</sup>

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

Tabla 7: Intensidad máxima admisible para cables con conductores de cobre en instalación enterrada

## Cálculos

La corriente admisible inmediatamente mayor es 290A, por lo que la sección del cable tiene que ser de 95mm<sup>2</sup>. Como se tiene que tener en cuenta el factor de corrección, se debe modificar la corriente máxima.

$$I_{max} = f_{corrección} * I_{max,adm} = 0,64 * 290 = 185,6A$$

$$I_{max} > I_{Diseño} \rightarrow 185,6A < 191,78A \rightarrow \text{No cumple}$$

Como no cumple, se debe aumentar la sección del cable, 120mm<sup>2</sup>

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

Tabla 7: Intensidad máxima admisible para cables con conductores de cobre en instalación enterrada

La corriente admisible inmediatamente mayor es 335A, por lo que la sección del cable tiene que ser de 120mm<sup>2</sup>. Como se tiene que tener en cuenta el factor de corrección, se debe modificar la corriente máxima.

$$I_{max} = f_{corrección} * I_{max,adm} = 0,64 * 335 = 214,4A$$

$$I_{max} > I_{Diseño} \rightarrow 214,4A > 191,78A \rightarrow \text{Cumple}$$

Finalmente, la sección necesaria en este cableado es de 120mm<sup>2</sup>, con una corriente máxima de este de 214,4A, pero la corriente de diseño que circulará por él es de 191,78A.

Una vez completado el criterio de la máxima intensidad mediante el REBT, se va a insertar todos los datos concluyentes de este criterio en una tabla resumen.

DIFERENTES ZONAS DE CABLEADO	S(mm2)
ENTRE LOS MÓDULOS Y LA CAJA DE PROTECCIÓN DE CC	4
ENTRE LA CAJA DE PROTECCIÓN DE CC Y EL INVERSOR	25
ENTRE EL INVERSOR Y LA CAJA DE PROTECCIÓN DE AC	120
LA CAJA DE PROTECCIÓN DE AC Y LA CONEXIÓN	120

Tabla 44: Resumen de las diferentes secciones del cableado

- DIMENSIONADO DEL CABLEADO DEL CONDUCTOR DE PROTECCIÓN**

Los conductores de protección sirven para unir eléctricamente las masas de una instalación al conductor de tierra o a la línea principal de tierra, con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos.

Por ello todo circuito debe incluir el conductor de protección, ya que este provee la conexión a tierra de todas las masas de la instalación. Además, el conductor de protección no debe incluir ningún medio de desconexión, ya que asegura la continuidad del circuito de protección.

Para determinar la sección de los conductores de protección se debe usar la tabla 8, que viene a continuación.

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

Tabla 8: Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase

Con la tabla anterior se llegan a conseguir secciones de cableado no normalizado, por ello se debe usar la "tabla 6: Intensidades admisibles al aire 40°C", vista anteriormente para conseguir el cableado normalizado que se debe de tomar. Para normalizar un cable, siempre se hace tomando el valor justo por encima del valor de la sección no normalizada. A continuación se van a seleccionar las secciones correspondientes al cableado de conductores de protección para esta instalación.

El cableado que se sitúa entre los módulos y la caja de protección de CC es de una sección menor a 16mm<sup>2</sup>, por lo que la sección del cableado de conductores de protección tiene la misma sección. El cableado que se sitúa entre la caja de protección CC y el inversor es de 25mm, se encuentra en el rango de 16<S≤35, por lo que la sección del cableado de conductores de protección tiene una sección de 16mm<sup>2</sup>. Por otro lado, las secciones de cableado restantes son mayores a 35mm<sup>2</sup>, por lo que para hallar su sección de conductores de protección se debe dividir la sección del cable entre dos. En el tramo entre el inversor y la caja de protección de AC, y el tramo de la caja de protección de AC y la conexión se obtienen un valor no normalizado, 60mm<sup>2</sup>, por lo que se debe normalizar, por lo que acudiendo a la tabla 6: Intensidades admisibles al aire 40°C, se obtiene que el siguiente valor mayor a la sección obtenida es de 70mm<sup>2</sup>. Se ha realizado una tabla resumen para poder observar los resultados más claramente.

DIFERENTES ZONAS DE CABLEADO	S(mm <sup>2</sup> )	Sp(mm <sup>2</sup> )
ENTRE LOS MÓDULOS Y LA CAJA DE PROTECCIÓN DE CC	4	4
ENTRE LA CAJA DE PROTECCIÓN DE CC Y EL INVERSOR	25	16
ENTRE EL INVERSOR Y LA CAJA DE PROTECCIÓN DE AC	120	70
LA CAJA DE PROTECCIÓN DE AC Y LA CONEXIÓN	120	70

Tabla 45: Secciones para cableado y secciones con protecciones

## 2.5. DIMENSIONADO DEL ENTUBADO

Para llevar a cabo el dimensionado del entubado se debe acudir al REBT, en el apartado “Tubos y canales protectoras”, el ITC-BT-21.

El entubado es importante en una instalación, ya que este se coloca para la protección del cableado de las fases y el cableado de protección. Con el entubado se consigue proteger el cableado de efectos físicos, eléctricos y químicos que pueden generar un rápido deterioro e incluso estropear el cableado de la instalación. En esta instalación el entubado está fabricado en PVC. Para obtener las secciones de los entubados se van a usar las siguientes tablas, dependiendo de las canalizaciones.

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

Tabla 9: Diámetros exteriores mínimos de los tubos en canalizaciones fijas en superficie

Sección nominal de los conductores unipolares (mm <sup>2</sup> )	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	< 6	7	8	9	10
1,5	25	32	32	32	32
2,5	32	32	40	40	40
4	40	40	40	40	50
6	50	50	50	63	63
10	63	63	63	75	75
16	63	75	75	75	90
25	90	90	90	110	110
35	90	110	110	110	125
50	110	110	125	125	140
70	125	125	140	160	160
95	140	140	160	160	180
120	160	160	180	180	200
150	180	180	200	200	225
185	180	200	225	225	250
240	225	225	250	250	--

Tabla 10: Diámetros exteriores mínimos de los tubos en canalizaciones enterradas

En el primer tramo, el cableado entre los módulos y la caja de protección de CC, es un cableado monofásico pero también tiene el conductor de protección, por lo que se debe considerar que dentro del entubado habrá 3 cables, cada cable con una sección de 4mm<sup>2</sup>. Por lo que se obtiene mediante la tabla, que el diámetro exterior del entubado debe ser de 20mm.

## Cálculos

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

Tabla 9: Diámetros exteriores mínimos de los tubos en canalización superficial monofásica para 4mm<sup>2</sup>

En el segundo tramo, entre la caja de protección de CC y el inversor, se trata también de un cableado monofásico con un conductor de protección, por lo que se introducen 3 cables en el entubado con una sección de 25mm<sup>2</sup> y 16mm<sup>2</sup>. Por lo que se obtiene mediante la tabla, que el diámetro exterior del tubo de protección debe de ser de 32mm.

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

Tabla 9: Diámetros exteriores mínimos de los tubos en canalización superficial monofásica para 50mm<sup>2</sup>

En el tercer tramo, entre el inversor y la caja de protección de AC, se trata de un cableado trifásico con un conductor de protección, por lo que se introducen 5 cables en el entubado con una sección de 120mm<sup>2</sup>. Por lo que se obtiene mediante la tabla, que el diámetro exterior del tubo de protección debe ser de 75mm.

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

Tabla 9: Diámetros exteriores mínimos de los tubos en canalización superficial trifásica para 120mm<sup>2</sup>

## Cálculos

Finalmente, en el cuarto tramo, entre la caja de protección de AC y la conexión, se trata de un cableado trifásico con un conductor de protección, por lo que se introducen 5 cables en el entubado con una sección de 120mm<sup>2</sup>. Además se trata de un entubado enterrado. Por lo que se obtiene mediante la tabla, que el diámetro exterior del tubo de protección debe ser de 160mm.

Sección nominal de los conductores unipolares (mm <sup>2</sup> )	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	< 6	7	8	9	10
1,5	25	32	32	32	32
2,5	32	32	40	40	40
4	40	40	40	40	50
6	50	50	50	63	63
10	63	63	63	75	75
16	63	75	75	75	90
25	90	90	90	110	110
35	90	110	110	110	125
50	110	110	125	125	140
70	125	125	140	160	160
95	140	140	160	160	180
120	160	160	180	180	200
150	180	180	200	200	225
185	180	200	225	225	250
240	225	225	250	250	—

Tabla 10: Diámetros exteriores mínimos de los tubos en canalización enterrado trifásico para 120mm<sup>2</sup>

A continuación se ha realizado una tabla resumen con la sección del cableado, con la sección del conductor de protección y con el diámetro del entubado.

DIFERENTES ZONAS DE CABLEADO	S(mm <sup>2</sup> )	Sp(mm <sup>2</sup> )	Entubado(mm)
ENTRE LOS MÓDULOS Y LA CAJA DE PROTECCIÓN DE CC	4	4	20
ENTRE LA CAJA DE PROTECCIÓN DE CC Y EL INVERSOR	25	16	32
ENTRE EL INVERSOR Y LA CAJA DE PROTECCIÓN DE AC	120	70	75
LA CAJA DE PROTECCIÓN DE AC Y LA CONEXIÓN	120	70	160

Tabla 11: Resumen de las secciones y diámetro del cableado y del entubado

En el apartado de protecciones se debe dimensionar, en la parte de alterna, un fusible entre la caja de protección AC y la conexión. Este es de 200A, pero se debe aumentar el cable de esta sección por un cable de 150mm<sup>2</sup> en vez de 120mm<sup>2</sup> establecidos en el apartado de diseño de cableado. Se debe añadir que el cable de protección debe tener una sección de 95mm<sup>2</sup> y el tubo protector de este cable así como la canalización también se debe aumentar, y debe ser de 180mm. Para poder comprobar la elección del cable acudir al apartado 2.6.2 fusible en corriente alterna.

Por lo tanto las secciones del cableado, así como del cableado de protección y del entubado deben ser las siguientes:

DIFERENTES ZONAS DE CABLEADO	S(mm <sup>2</sup> )	Sp(mm <sup>2</sup> )	Entubado(mm)
ENTRE LOS MÓDULOS Y LA CAJA DE PROTECCIÓN DE CC	4	4	20
ENTRE LA CAJA DE PROTECCIÓN DE CC Y EL INVERSOR	25	16	32
ENTRE EL INVERSOR Y LA CAJA DE PROTECCIÓN DE AC	120	70	75
LA CAJA DE PROTECCIÓN DE AC Y LA CONEXIÓN	150	95	180

Tabla 11: Resumen de las secciones y diámetro del cableado y del entubado

## 2.6. DIMENSIONAMIENTO DE LAS PROTECCIONES

### 2.6.1. PROTECCIONES EN CORRIENTE CONTINUA

Las protecciones que se deben instalar en la zona de corriente continua son fusibles en cada rama de los módulos e interruptores seccionadores. Se va a comenzar a realizar los cálculos pertinentes para hallar el tipo de protección necesaria con los fusibles de las ramas, y seguidamente con los interruptores seccionadores.

- **FUSIBLES EN LAS RAMAS DE LOS MÓDULOS**

Las características de funcionamiento de un dispositivo que protege un cable contra sobrecargas, según la UNE 20-460-4-43, deben satisfacer dos condiciones:

$$I_B \leq I_n \leq I_Z \rightarrow 10,475A \leq I_n \leq 27A$$

$$I_Z \leq 1,45 * I_n$$

Siendo:

- $I_B$  Corriente para la que se ha diseñado el circuito según la previsión de cargas
- $I_Z$  Corriente admisible del cable en función del sistema de instalación utilizado
- $I_n$  Corriente asignada del dispositivo de protección
- $I_Z$  Corriente que asegura la actuación del dispositivo de protección para un tiempo largo

Se debe hallar la corriente nominal del fusible para poder saber si cumple para la instalación diseñada. Las corrientes de los fusibles están normalizadas, por ello se obtendrá la corriente mediante la siguiente tabla con las corrientes normalizadas.

2	4	6	10	16	20	25	35
40	50	63	80	100	125	160	200
250	315	400	425	500	630	800	1000

Tabla 46: Corrientes nominales normalizadas

Como se puede observar en la anterior tabla, entre  $I_B$  e  $I_Z$  se tienen 3 corrientes normalizadas, 16A, 20A y 25A. Se probará con la corriente  $I_n=16A$ , si esta no cumpliera se pasaría a la siguiente.

Los fusibles se tratan de tipo gG normalizados según la UNE EN 60269-1, por lo que se debe acudir a la tabla de la norma UNE para conocer la corriente convencional de fusión ( $I_f$ ).

$I_n$ (A)	Tiempo convencional (h)	$I_f$ Corriente convencional de fusión
$I_n \leq 4$	1	$2,1 I_n$
$4 < I_n \leq 16$	1	$1,9 I_n$
$16 < I_n \leq 63$	1	$1,8 I_n$
$63 < I_n \leq 160$	2	$1,8 I_n$
$160 < I_n \leq 400$	3	$1,8 I_n$
$400 < I_n$	4	$1,8 I_n$

Tabla47: Corriente convencional de fusión

## Cálculos

Ya que la corriente asignada del dispositivo de protección es 16A, se debe elegir la segunda opción:

$$I_f = I_2 = 1,9 * I_n$$

Se va a comprobar si cumple las dimensiones obtenidas de las anteriores tablas:

$$I_B < I_N < I_Z \rightarrow 10,475A < 16A < 27A \rightarrow \text{Cumple}$$

$$I_f \leq 1,45 * I_Z \rightarrow 1,9 * I_n \leq 1,45 * I_Z \rightarrow 1,9 * 16A \leq 1,45 * 27A \rightarrow 30,4 < 39,15 \\ \rightarrow \text{Cumple}$$

Por lo tanto, como cumple la condición, se puede concluir que el fusible a elegir entre los paneles y el inversor es de 16A.

### • INTERRUPTORES SECCIONADORES

En este tramo de la instalación se tiene una sección del conductor de 25mm<sup>2</sup> y una corriente de diseño de 73,33A, pero la corriente máxima del cable es de 84A. Para obtener el interruptor seccionador correcto se debe usar la norma UNE 20-460-4-43. Para elegir un interruptor seccionador se debe usar las mismas condiciones que con los fusibles, pero al no tener que fundirse los interruptores como los fusibles, no hace falta hallar la corriente de fusión, por lo tanto en este caso la única condición a cumplir es la siguiente:

$$I_B \leq I_n \leq I_Z \rightarrow 73,33A \leq I_n \leq 84A$$

Siendo:

$I_B$  Corriente para la que se ha diseñado el circuito según la previsión de cargas

$I_Z$  Corriente admisible del cable en función del sistema de instalación utilizado

$I_n$  Corriente asignada del dispositivo de protección

Mediante la siguiente tabla se obtendrá  $I_n$  que deberá tener el interruptor seccionador si cumple la condición anterior.

2	4	6	10	16	20	25	35
40	50	63	80	100	125	160	200
250	315	400	425	500	630	800	1000

Tabla 46: Corrientes nominales normalizadas

$$I_B \leq I_n \leq I_Z \rightarrow 73,33A \leq 80A \leq 84A \rightarrow \text{Cumple la condición}$$

Cumple la condición, por lo tanto el interruptor seccionador tendrá para esta instalación una corriente de 80A. Al ser una sección monofásica con neutro, se necesitarán 2 polos.

Puesto que el transformador que va incluido en el inversor ya consta de seccionador en el lado de corriente continua. Por lo tanto no hace falta elegir un seccionador, sólo interesa saber la intensidad máxima que admite.

SISTEMA		
Rendimiento máximo	96,1%	96,1%
Rendimiento europeo	95,1%	95,1%
Consumo en stand-by	<32W	
Consumo de noche	<32W	
Protecciones internas	Magnetotérmico lado CA y seccionador en lado CC	
Protección funcionamiento en isla	Si	
Detección dispersión hacia tierra	Si	
Disipación de calor	ventilador controlado	
Temperatura de servicio	0°C÷45°C (sin reducción de potencia)	
Temperatura de almacenamiento	-20°C÷70°C	
Humedad	0÷95% sin condensación	

Figura 23: Características del inversor

- **DESCARGADOR DE SOBRETENSIÓN**

La instalación consta de 7 filas de módulos, con 70 módulos en serie, pero esta distribución está modificada para conseguir instalar la potencia necesaria en la cubierta de la nave, por lo que para hallar las tensiones del sistema se tiene que tomar la distribución inicial de 21 módulos en serie y 23 en paralelo, puesto que es el diseño para la máxima potencia del inversor.

La tensión de circuito abierto ( $U_{OC}$ ) es de 37,6V y la tensión en el punto de la potencia máxima ( $U_{MPP}$ ) es de 30,4V, estos datos obtenidos de las características de los módulos fotovoltaicos son los necesarios para conocer las tensiones que servirán para dimensionar el descargador. Se realizan a continuación los cálculos para obtener los datos.

$$U_{SC\text{ sistema}} = N_{filas} * U_{OC\text{ módulo}} = 21\text{ serie} * 37,6V = 789,6V$$

$$U_{PMP\text{ sistema}} = N_{filas} * U_{PMP\text{ módulo}} = 21\text{ serie} * 30,4V = 638,4V$$

La tensión nominal del sistema es la tensión nominal que ofrece el inversor en este caso  $U_N=800V$ .

Para determinar el tipo de descargador que se debe instalar se debe acudir a la norma UNE-HD 60364-5-534. Esta dice que para instalaciones de media tensión, como es esta instalación, se debe elegir un protector con una corriente máxima de 40kA y una corriente del dispositivo de protección de 20kA.

Con estos datos obtenidos, se tiene el descargador de sobretensión diseñado para la instalación.

## 2.6.2. PROTECCIONES EN CORRIENTE ALTERNA

Las protecciones que se deben instalar en la zona de corriente alterna son un interruptor magnetotérmico, un interruptor diferencial, interruptor general de frontera (magnetotérmico), otro interruptor diferencial y un fusible de alterna, como se puede ver en el esquema unifilar anterior. Se va a comenzar a realizar los cálculos pertinentes para hallar el tipo de protección necesaria con el interruptor magnetotérmico, y seguidamente con las siguientes protecciones.

- **INTERRUPTOR MAGNETOTÉRMICO O AUTOMÁTICO**

Se instalará un interruptor magnetotérmico a la salida del inversor, cuya instalación cambia a corriente alterna.

Las características del inversor para hallar el interruptor son las siguientes:

$$I_{\text{servicio}}=I_{\text{diseño}}=191,78\text{A}$$

$$S=120\text{mm}^2$$

$$I_z=208\text{A}$$

Puesto que el inversor ya consta de interruptor magnetotérmico en el lado de corriente alterna, solo hace falta calcular la corriente del dispositivo de protección.

SISTEMA		
Rendimiento máximo	96,1%	96,1%
Rendimiento europeo	95,1%	95,1%
Consumo en stand-by	<32W	
Consumo de noche	<32W	
Protecciones internas	Magnetotérmico lado CA y seccionador en lado CC	
Protección funcionamiento en isla	Si	
Detección dispersión hacia tierra	Si	
Disipación de calor	ventilador controlado	
Temperatura de servicio	0°C÷45°C (sin reducción de potencia)	
Temperatura de almacenamiento	-20°C÷70°C	
Humedad	0÷95% sin condensación	

Figura 23: Características del inversor

Se va a hallar la corriente del dispositivo de protección a continuación.

En este tramo de la instalación se tiene una sección del conductor de 120mm<sup>2</sup> y una corriente de diseño de 191,78A, pero la corriente máxima del cable es de 208A. Para obtener el interruptor seccionador correcto se debe usar la norma UNE 60947-2 y el REBT ITC-BT 22 e ITC-BT-23. Para elegir un interruptor seccionador se debe usar las mismas condiciones que con los fusibles, pero al no tener que fundirse los interruptores como los fusibles, no hace falta hallar la corriente de fusión, por lo tanto en este caso las únicas condiciones a cumplir son las siguientes:

$$I_B \leq I_n \leq I_z \rightarrow 191,78\text{A} \leq I_n \leq 208\text{A}$$

$$I_2 \leq 1,45 * I_z$$

Cálculos

Según la norma UNE 60947-2 la  $I_2$  debe ser:

$$I_2 = 1,30I_n$$

Siendo:

- $I_B$  Corriente para la que se ha diseñado el circuito según la previsión de cargas
- $I_Z$  Corriente admisible del cable en función del sistema de instalación utilizado
- $I_n$  Corriente asignada del dispositivo de protección
- $I_2$  Corriente que asegura la actuación del dispositivo de protección para un tiempo largo

Mediante la siguiente tabla se obtendrá  $I_n$  que deberá tener el interruptor seccionador si cumple la condición anterior.

2	4	6	10	16	20	25	35
40	50	63	80	100	125	160	200
250	315	400	425	500	630	800	1000

Tabla 46: Corrientes nominales normalizadas

$$I_B \leq I_n \leq I_Z \rightarrow 191,78A \leq 200A \leq 208A \rightarrow \text{Cumple la condición}$$
$$I_2 \leq 1,45I_Z = 1,30I_n \rightarrow 1,30 * 200A \leq 1,45 * 208 \rightarrow 260A < 301,6A$$

$\rightarrow$  Cumple la condición

Cumple la condición, por lo tanto el interruptor magnetotérmico tendrá para esta instalación una corriente de 200A. Al ser una línea trifásica con neutro, se necesitarán 4 polos.

- **INTERRUPTOR DIFERENCIAL**

Este interruptor diferencial tiene el mismo calibre que el interruptor magnetotérmico, por lo tanto la corriente asignada del dispositivo de protección es la misma, es de 200A. Cumpliendo la condición, la cual es la misma que en el interruptor magnetotérmico.

$$I_B \leq I_n \leq I_Z \rightarrow 191,78A \leq 200A \leq 208A \rightarrow \text{Cumple la condición}$$

- **INTERRUPTOR FRONTERA(MAGNETOTÉRMICO)**

El cable que se debe usar y la corriente que pasará por él es la misma que en los dos casos anteriores, en el interruptor diferencial y en el interruptor magnetotérmico. Por lo tanto tiene una corriente de diseño de 191,78A, y su corriente máxima es de 236,8A.

$$I_B \leq I_n \leq I_Z \rightarrow 191,78A \leq I_n \leq 236,8A$$
$$I_2 \leq 1,45 * I_Z$$

Según la norma UNE 60947-2 la  $I_2$  debe ser:

$$I_2 = 1,30I_n$$

Siendo:

- $I_B$  Corriente para la que se ha diseñado el circuito según la previsión de cargas
- $I_Z$  Corriente admisible del cable en función del sistema de instalación utilizado

## Cálculos

$I_n$  Corriente asignada del dispositivo de protección

$I_z$  Corriente que asegura la actuación del dispositivo de protección para un tiempo largo

Mediante la siguiente tabla se obtendrá  $I_n$  que deberá tener el interruptor seccionador si cumple la condición anterior.

2	4	6	10	16	20	25	35
40	50	63	80	100	125	160	200
250	315	400	425	500	630	800	1000

Tabla 46: Corrientes nominales normalizadas

$$I_B \leq I_n \leq I_z \rightarrow 191,78A \leq 200A \leq 236,8A \rightarrow \text{Cumple la condición}$$

$$I_2 \leq 1,45I_z = 1,30I_n \rightarrow 1,30 * 200A \leq 1,45 * 236,8 \rightarrow 260A < 343,36A$$

$\rightarrow$  Cumple la condición

Cumple las condiciones, por lo tanto el interruptor frontera tendrá para esta instalación una corriente de 200A.

- **INTERRUPTOR DIFERENCIAL**

Este interruptor diferencial tiene el mismo calibre que el interruptor de frontera (magnetotérmico), por lo tanto la corriente asignada del dispositivo de protección es la misma, es de 200A. Cumpliendo la condición, la cual es la misma que en el interruptor de frontera.

$$I_B \leq I_n \leq I_z \rightarrow 191,78A \leq 200A \leq 236,8A \rightarrow \text{Cumple la condición}$$

- **FUSIBLES EN CORRIENTE ALTERNA**

Se usa fusibles para proteger el cableado trifásico que une la caja de protecciones de alterna frente sobrecargas. Se va usar las mismas condiciones que en los cálculos previamente realizados en fusibles de corriente continua.

$$I_B \leq I_n \leq I_z \rightarrow 191,78A \leq I_n \leq 214,4A$$

$$I_2 \leq 1,45 * I_z$$

Siendo:

$I_B$  Corriente para la que se ha diseñado el circuito según la previsión de cargas

$I_z$  Corriente admisible del cable en función del sistema de instalación utilizado

$I_n$  Corriente asignada del dispositivo de protección

$I_2$  Corriente que asegura la actuación del dispositivo de protección para un tiempo largo

Se debe hallar la corriente nominal del fusible para poder saber si cumple para la instalación diseñada. Las corrientes de los fusibles están normalizadas, por ello se obtendrá la corriente mediante la siguiente tabla con las corrientes normalizadas.

## Cálculos

2	4	6	10	16	20	25	35
40	50	63	80	100	125	160	200
250	315	400	425	500	630	800	1000

Tabla 46: Corrientes nominales normalizadas

Los fusibles se tratan de tipo gG normalizados según la UNE EN 60269-1, por lo que se debe acudir a la tabla de la norma UNE para conocer la corriente convencional de fusión ( $I_f$ ).

$I_n$ (A)	Tiempo convencional (h)	$k$ Corriente convencional de fusión
$I_n \leq 4$	1	$2,1 I_n$
$4 < I_n \leq 16$	1	$1,9 I_n$
$16 < I_n \leq 63$	1	$1,8 I_n$
$63 < I_n \leq 160$	2	$1,8 I_n$
$160 < I_n \leq 400$	3	$1,8 I_n$
$400 < I_n$	4	$1,8 I_n$

Tabla 47: Corriente convencional de fusión

Ya que la corriente asignada del dispositivo de protección es 200A, se debe elegir la segunda opción:

$$I_f = I_2 = 1,6 * I_n$$

Como se puede observar en las anteriores tablas, se tiene  $I_n$  e  $I_f$ , por lo tanto se puede comprobar si cumple la corriente asignada del dispositivo de protección.

$$I_B < I_N < I_Z \rightarrow 191,78A < 200A < 214,4A \rightarrow \text{Cumple}$$

$$I_f \leq 1,45 * I_Z \rightarrow 1,6 * I_n \leq 1,45 * I_Z \rightarrow 1,6 * 200A \leq 1,45 * 214,4A \rightarrow 320A < 310,88A$$

$\rightarrow \text{No cumple}$

Por lo tanto, como no cumple la condición, se debe redimensionar la línea, aumentando la sección del cable.

$$I_{Diseño} = 1,25 * I_{inversor} = 1,25 * 153,42 = 191,775A \approx 191,78A$$

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

Tabla 7: Intensidad máxima admisible para cables con conductores de cobre en instalación enterrada

La corriente admisible inmediatamente mayor es 370A, por lo que la sección del cable tiene que ser de 150mm<sup>2</sup>. Como se tiene que tener en cuenta el factor de corrección, se debe modificar la corriente máxima.

$$I_{max} = f_{corrección} * I_{max,adm} = 0,64 * 370 = 236,8A$$

$$I_{max} > I_{Diseño} \rightarrow 236,8A > 191,78A \rightarrow Cumple$$

Por lo tanto  $I_z=236.8A$ , pero la corriente de diseño que circulará por él es de 191,78A.

$$I_B < I_N < I_Z \rightarrow 191,78A < 200A < 236,8A \rightarrow Cumple$$

$$I_f \leq 1,45 * I_Z \rightarrow 1,6 * I_n \leq 1,45 * I_Z \rightarrow 1,6 * 200A \leq 1,45 * 236,8A \rightarrow 320A < 343,36A \rightarrow Cumple$$

Por lo tanto, como cumple la condición, se puede concluir que el fusible a elegir entre los paneles y el inversor es de 200A, pero con un cable de 150mm<sup>2</sup>, en la zona entre la caja de protección y la conexión, en vez de 120mm<sup>2</sup> establecidos en el apartado de diseño de cableado. Se debe añadir que el cable de protección debe de tener una sección de 95mm<sup>2</sup> y el tubo protector de este cable así como la canalización también se debe de aumentar, y debe ser de 180mm.

Sección nominal de los conductores unipolares (mm <sup>2</sup> )	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	< 6	7	8	9	10
1,5	25	32	32	32	32
2,5	32	32	40	40	40
4	40	40	40	40	50
6	50	50	50	63	63
10	63	63	63	75	75
16	63	75	75	75	90
25	90	90	90	110	110
35	90	110	110	110	125
50	110	110	125	125	140
70	125	125	140	160	160
95	140	140	160	160	180
120	160	160	180	180	200
150	180	180	200	200	225
185	180	200	225	225	250
240	225	225	250	250	--

Tabla 10: Diámetros exteriores mínimos de los tubos en canalización enterrado trifásica para 150mm<sup>2</sup>

### 2.6.3. PUESTA A TIERRA

Como establece el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) se debe hallar el valor de la resistencia de la toma de tierra y el diseño de los electrodos que se deben instalar.

- **RESISTENCIA DE LA TOMA DE TIERRA**

Según el REBT el valor de la resistencia de tierra debe ser tal que cualquier masa conectada no puede dar lugar a tensiones de contacto superiores a 24V en locales o emplazamientos conductores, como es en esta instalación.

Al usar interruptor diferencial para la protección se debe usar la siguiente expresión para poder hallar el valor de la resistencia de la toma de tierra del ITC-BT-24.

$$R_A * I_a \leq U$$

Donde:

$R_A$  es la suma de las resistencias de la toma de tierra

$I_a$  es la corriente de derivación de los interruptores diferenciales, en esta situación son 30mA

$U$  es la tensión de contacto límite convencional, es este caso 24V.

$$R_{A_{m\acute{a}x}} \leq \frac{U}{I_a} = \frac{24V}{0,03A} = 800\Omega$$

La resistencia máxima que se admite en esta instalación para la toma de tierra es de 800 $\Omega$  según el REBT.

- **DISEÑO DE LOS ELECTRODOS**

La resistencia de un electrodo depende de sus dimensiones, de su forma y de la resistividad del terreno en el que se establece. Esta resistividad varía frecuentemente de un punto a otro del terreno, y varía también con la profundidad. Esto se obtiene mediante la siguiente tabla.

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

Tabla 48: Fórmulas para estimar la resistencia de tierra en función de la resistividad del terreno y las características del electrodo

Como se va a colocar una pica vertical la fórmula a usar es la correspondiente en la tabla anterior, pero se tiene que multiplicar por el número total de picas que se necesitan instalar, por lo tanto queda de la siguiente manera.

$$R_A = \frac{\rho}{L} N_{picas} \leq R_{A_{m\acute{a}x}}$$

Se debe saber la resistividad del terreno en el cual se van a instalar las picas, este valor se obtiene del REBT ITC-BT-18 mediante la siguiente tabla.

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

Tabla 49: Valores medios aproximados de la resistividad en función del terreno

Como se trata de un terreno poco fértil u otros terraplenes, la resistividad es 500Ωm. Además de la resistividad se necesita saber a cuanto profundidad y que distancia debe haber entre las picas, por ello se acude al REBT ITC-BT-18 apartado 3 para saber estos datos. Según el REBT el tipo de enterramiento de las tomas de tierra deben ser tales que la posible pérdida de humedad del suelo, la presencia del hielo u otros efectos climáticos, no aumenten la resistencia de la toma de tierra por encima del valor previsto. Por lo que su profundidad mínima de enterramiento es 0,50m. Además se van a instalar picas de 2 metros cada 3 metros para mayor protección. Por lo tanto el número de picas a instalar se calcula a continuación.

$$\frac{\rho}{L} N_{picas} = \frac{500\Omega m}{2m} N_{picas} \leq 800\Omega \rightarrow N_{picas} \leq \frac{800\Omega * 2m}{500\Omega m} = 3,2 \text{ picas}$$

Se van a instalar 3 picas de 2 metros, separadas entre ellas 3 metros y enterradas a una profundidad de 0,50 metros. Con este número de picas, se debe calcular la resistencia de tierra debe ser calculada de nuevo para hallar su valor exacto.

$$R_A = \frac{\rho}{L} N_{picas} = \frac{500\Omega m}{2m} 3 \text{ picas} = 750\Omega$$

Se puede concluir que se deben instalar 3 picas de 2 metros separadas 3 metros entre ellas y entradas 0,5 metros con una resistencia de tierra de 750Ω.

## 2.7. PÉRDIDAS DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Las pérdidas son un factor determinante y a tener presente en todo momento, ya que siempre se piensa que la energía producida por una instalación fotovoltaica es directamente proporcional a la irradiación incidente en el plano del generador fotovoltaico. Por ello se va a estudiar todas las pérdidas que se generan en una instalación solar fotovoltaica.

- **PÉRDIDAS POR TEMPERATURA**

Debido a la variación de temperatura se producen pérdidas de potencia en los módulos fotovoltaicos. Según el fabricante este coeficiente de temperatura es  $\gamma = -0,42\%/^{\circ}\text{C}$ .

Las pérdidas de temperatura se deben calcular por cada mes mediante la siguiente fórmula:

$$P_{tem} = \frac{100 - 100[1 - \gamma(T_c - 25)]}{100}$$

MES	Tªambiente	Tcelula	Ptemp(%)
ENERO	12,5	46,25	8,71
FEBRERO	12,3	46,05	8,63
MARZO	15,2	48,95	9,82
ABRIL	16,7	50,45	10,43
MAYO	21,0	54,75	12,20
JUNIO	23,8	57,55	13,35
JULIO	27,7	61,45	14,94
AGOSTO	27,1	60,85	14,70
SEPTIEMBRE	23,1	56,85	13,06
OCTUBRE	19,9	53,65	11,75
NOVIEMBRE	16,6	50,35	10,39
DICIEMBRE	14,1	47,85	9,37

Tabla 50: Parámetros por pérdidas de temperatura

- **PÉRDIDAS POR CALIDAD DEL MÓDULO**

Cada módulo fotovoltaico es diferente, puesto que cada célula fotovoltaica que forma el módulo, son distintas entre sí. Por lo tanto, por este motivo no todos los paneles tienen la misma potencia. Esta pérdida viene indicada por el fabricante, y es la tolerancia. Los paneles que forman esta instalación tienen una tolerancia del  $0/+5\%$ . En esta situación se debe utilizar el valor más desfavorable, es decir ningún panel produce más potencia nominal.

- **PÉRDIDAS POR MISMATCH**

Las pérdidas de Mismatch son las que se producen al hacer la conexión entre los módulos que no tienen exactamente la misma potencia. El módulo que tenga menos potencia limitará la intensidad que circule por la serie. A su vez, este módulo limitará la tensión máxima en la conexión en paralelo. Esto sucede porque la corriente de un string de células es igual a la corriente de la peor célula, y la corriente de un string de módulos es igual a la corriente del peor módulo.

Estas pérdidas suelen estar entre el 1% y el 4%, por lo que se va a considerar en este proyecto el valor medio, un 2% de pérdidas.

- ***PÉRDIDAS POR POLVO Y SUCIEDAD***

Para este tipo de pérdidas se debe tener en cuenta el lugar de emplazamiento de la instalación, así como la frecuencia de lluvias en el lugar. Esta instalación se sitúa en una zona industrial con una alta probabilidad de acumulación de suciedad, por lo que las pérdidas se estiman en un 2%.

- ***PÉRDIDAS POR SOMBREADO***

Las pérdidas por sombreado pueden causar pérdidas de irradiancia, es decir, captar menos irradiación solar. Como en esta instalación, se han evitado todas las sombras tanto las producidas por los módulos fotovoltaicos como por la altura del almacén de vidrio, se consideran estas pérdidas despreciables.

- ***PÉRDIDAS ANGULARES***

La potencia nominal de un módulo fotovoltaico se supone para un ángulo de incidencia de los rayos solares perpendiculares al módulo. Como esto no sucede así, se deben considerar unas pérdidas, que estas son mayores, cuanto menor perpendicularidad tengan los rayos solares sobre los paneles. Estas pérdidas están en el orden del 3%, por lo que se estima este valor como pérdidas angulares.

- ***PÉRDIDAS POR EL RENDIMIENTO DEL INVERSOR***

Las pérdidas del inversor viene dado por el fabricante del inversor escogido, para este inversor el fabricante estable un rendimiento europeo del 95,1%. Por lo que como mínimo habrá unas pérdidas del 4,9%.

- ***PÉRDIDAS POR CAÍDAS ÓHMICAS EN EL CABLEADO***

Tanto en la parte de corriente continua como en la de alterna de la instalación se producen unas pérdidas energéticas originadas por las caídas de tensión cuando una determinada corriente circula por un conductor de un material y sección determinados. Estas pérdidas se minimizan dimensionando adecuadamente la sección de los conductores en función de la corriente que por ellos circula. Estas pérdidas se pueden estimar en un 1%, aunque el dimensionado sea el correcto.

## 2.8. CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA

Para calcular la producción anual media de la instalación, es necesario primero determinar cuál será la radiación solar incidente sobre las placas fotovoltaicas y calcular la cantidad de energía que la superficie expuesta a los rayos solares puede absorber, esto dependerá del ángulo formado por los rayos solares y la superficie. Por norma general las medidas de radiación que se toman para una determinada zona se hacen en condiciones de orientación Sur y posición horizontal.

También se ha de calcular las pérdidas globales de la instalación "PR" (Performance Ratio) que se obtiene mediante las pérdidas ya calculadas que se generan en la instalación fotovoltaica.

Una vez obtenidos estos datos se puede finalmente calcular la producción anual esperada utilizando la ecuación propuesta por el IDAE en su Pliego de Condiciones Técnicas.

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) * P_{mp} * PR}{G_{cem}} (kWh/dia)$$

Siendo:

$E_p$ : Energía inyectada a la red

$G_{dm}(\alpha, \beta)$ : Valor medio anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador ( $kWh/m^2$  día), siendo  $\alpha$  el azimut de la instalación y  $\beta$  la inclinación de los módulos fotovoltaicos.

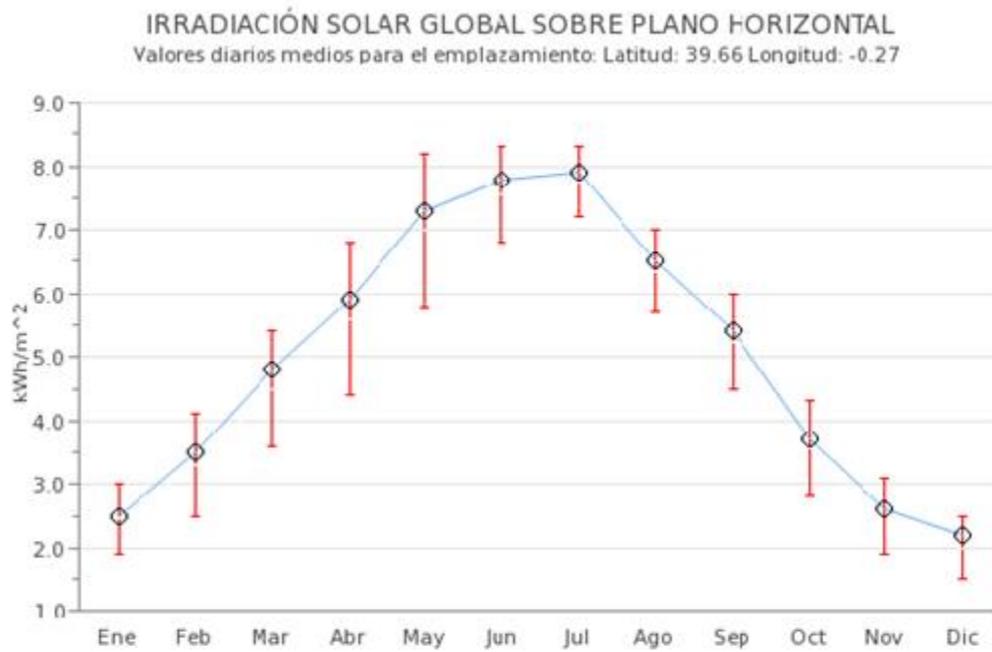
$P_{mp}$ : Potencia pico del generador fotovoltaico o inversor (kWp), en este caso 124,950kWp.

PR: Performance Ratio

$G_{CEM}$ : Constante de irradiación que tiene valor  $1 \text{ kW}/m^2$ .

### 2.8.1. VALOR MEDIO ANUAL DE LA IRRADIACIÓN DIARIA SOBRE EL PLANO GENERADOR

Se debe conocer el valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre la superficie horizontal de la instalación,  $G_{dm}(0)$ , en  $kWh/m^2$  día. Conociendo estos datos se le deben restar las pérdidas debido a la inclinación y la orientación de los módulos fotovoltaicos. A continuación se puede ver el gráfico y los valores medios de la irradiación solar global sobre un plano horizontal en Sagunto



(kWh/m <sup>2</sup> )	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
<b>Percentil 75</b>	3.0	4.1	5.4	6.8	8.2	8.3	7.0	5.0	4.3	3.1	2.5	
<b>Valor medio</b>	2.5	3.5	4.8	5.9	7.3	7.8	7.9	6.5	5.4	3.7	2.6	2.2
<b>Percentil 25</b>	1.9	2.5	3.6	4.4	5.8	6.8	7.2	5.7	4.5	2.8	1.9	1.5

Figura 24: Irradiación solar global sobre plano horizontal en Sagunto, Gdm(0)

La instalación fotovoltaica tiene un ángulo de azimut de 0°, aproximadamente, como se ha obtenido anteriormente. Y los módulos tienen una inclinación respecto a la horizontal de 29,665°, el cual se aproxima a 30°.

La instalación está situada en la latitud 39,665°, como se debe elegir el factor de corrección de la energía solar incidente sobre superficies inclinadas (K) en función de la latitud, pero estos factores están estandarizados, por lo tanto se debe elegir el Factor K aproximando la latitud a 40°. Se puede ver la tabla 49 para una latitud de 40° a continuación.

## Cálculos

LATITUD=40°												
Incl.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1,04	1,06	1,05	1,03	1,02	1,01	1,02	1,03	1,05	1,08	1,09	1,09
10	1,14	1,11	1,08	1,05	1,03	1,02	1,03	1,06	1,1	1,14	1,17	1,16
15	1,2	1,16	1,12	1,07	1,03	1,02	1,04	1,08	1,14	1,21	1,25	1,24
20	1,25	1,2	1,14	1,08	1,03	1,02	1,03	1,09	1,17	1,26	1,32	1,3
25	1,3	1,23	1,16	1,08	1,02	1	1,02	1,09	1,19	1,3	1,38	1,36
30	1,34	1,26	1,17	1,07	1,01	0,98	1,01	1,09	1,2	1,34	1,43	1,41
35	1,37	1,28	1,17	1,06	0,98	0,95	0,98	1,07	1,21	1,37	1,47	1,45
40	1,39	1,29	1,16	1,04	0,95	0,92	0,95	1,05	1,21	1,39	1,5	1,48
45	1,4	1,29	1,15	1,01	0,91	0,88	0,92	1,03	1,2	1,39	1,52	1,5
50	1,41	1,28	1,13	0,98	0,87	0,83	0,87	0,99	1,18	1,39	1,54	1,52
55	1,4	1,27	1,1	0,94	0,82	0,78	0,82	0,95	1,15	1,38	1,54	1,52
60	1,39	1,24	1,07	0,89	0,77	0,72	0,77	0,9	1,12	1,36	1,53	1,51
65	1,37	1,21	1,03	0,84	0,71	0,66	0,71	0,85	1,07	1,34	1,51	1,5
70	1,34	1,17	0,98	0,78	0,64	0,59	0,64	0,79	1,02	1,3	1,49	1,47
75	1,3	1,13	0,92	0,72	0,57	0,52	0,57	0,73	0,97	1,25	1,45	1,44
80	1,25	1,08	0,86	0,65	0,5	0,45	0,5	0,66	0,9	1,2	1,41	1,4
85	1,2	1,02	0,8	0,58	0,43	0,37	0,42	0,58	0,84	1,14	1,35	1,35
90	1,14	0,95	0,73	0,5	0,35	0,29	0,34	0,5	0,76	1,07	1,29	1,29

Tabla51: Tabla del factor de corrección de la energía solar incidente sobre superficies inclinadas, K

Con estos datos se puede obtener los datos necesarios para llevar a cabo la estimación de energía.

Para hallar el valor de  $G_{dm}(\alpha, \beta)$ , se tiene que usar la respectiva fórmula del IDAE, esta es la siguiente.

$$G_{dm}(\alpha, \beta) = G_{dm}(0) * K * FI * FS$$

Siendo:

FI: Factor de irradiación.

FS: Factor de sombreado, en esta instalación es 0 ya que no se tienen sombras en la instalación.

El Factor de irradiación se debe calcular con su respectiva fórmula

$$FI = 1 - \left[ 1,2 * 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2 + 3,5 * 10^{-5} * \alpha^2 \right] \text{ para } 15^\circ < \beta < 90^\circ$$

Sabiendo que  $\beta=30^\circ$  y  $\beta_{opt}=29.665^\circ$ , el factor de irradiación para esta instalación será el siguiente:

$$FI = 1 - \left[ 1,2 * 10^{-4} (30 - 29,665)^2 + 3,5 * 10^{-5} * (-0,217^\circ)^2 \right] = 0,999 \approx 1$$

A continuación se puede ver la tabla resumen con los valores obtenidos en este apartado.

MES	Gdm(0)[kWh/m2*día]	Gdm(a,b)[kWh/(m2*día)]	FACTOR K
Enero	2,5	3,35	1,34
Febrero	3,5	4,41	1,26
Marzo	4,8	5,62	1,17
Abril	5,9	6,31	1,07
Mayo	7,3	7,37	1,01
Junio	7,8	7,64	0,98
Julio	7,9	7,98	1,01
Agosto	6,5	7,09	1,09
Septiembre	5,4	6,48	1,20
Octubre	3,7	4,96	1,34
Noviembre	2,6	3,72	1,43
Diciembre	2,2	3,10	1,41

Tabla 52: Datos de irradiancia en la instalación fotovoltaica

### 2.8.2. RENDIMIENTO ENERGÉTICO DE LA INSTALACIÓN “PR”

El coeficiente de rendimiento o “performance ratio”, se indica en porcentaje y expresa la relación entre el rendimiento real y el rendimiento nominal de la instalación fotovoltaica. De esta forma indica qué proporción de la energía está realmente disponible para la alimentación tras haber descontado las pérdidas energéticas. Este se calcula de acuerdo con la ecuación:

$$PR[\%] = P_{temp} + P_{mismatch} + P_{ohmica} + P_{polvo} + P_{sombreado} + P_{angular} + P_{irradiancia} + P_{rend\ i_{inver}}$$

Coeficientes de pérdidas					
Mismatch	Óhmicas	Polvo	Sombreado	Angulares	rendimiento
2%	1%	2%	0%	3%	4,90%

Tabla 53: Pérdidas de la instalación

Teniendo las pérdidas de la instalación, así como las pérdidas de temperatura por mes se puede hallar el coeficiente de rendimiento (PR), los resultados se añaden a continuación.

MES	PR (%)
ENERO	78,39
FEBRERO	78,47
MARZO	77,28
ABRIL	76,67
MAYO	74,90
JUNIO	73,75
JULIO	72,16
AGOSTO	72,40
SEPTIEMBRE	74,04
OCTUBRE	75,35
NOVIEMBRE	76,71
DICIEMBRE	77,73

Tabla54: Resultados del Performance Ratio

### 2.8.3. ESTIMACIÓN DE LA ENERGÍA INYECTADA

Como ya se ha comentado anteriormente, para realizar una estimación de la energía inyectada por una instalación solar fotovoltaica a la red de baja tensión, basta con conocer el valor de la radiación disponible en el plano de captación y el rendimiento global de la instalación que se diseña.

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) * P_{mp} * PR}{G_{cem}} (kWh/dia)$$

Con todos los valores obtenidos anteriormente se dispone a obtener la estimación de energía mensual, a continuación se puede comprobar los resultados en la tabla 12.

MES	Gdm(0) kWh/m2	Factor K	Gdm(a,b) kWh/m2	PR	Ep(kWh/dia)	Nº dias mes	Ep (kWh/mes)
ENERO	2,5	1,34	3,35	0,78	328,116	31	10171,607
FEBRERO	3,5	1,26	4,41	0,78	432,390	28	12106,923
MARZO	4,8	1,17	5,62	0,77	542,292	31	16811,055
ABRIL	5,9	1,07	6,31	0,77	604,745	30	18142,339
MAYO	7,3	1,01	7,37	0,75	690,044	31	21391,365
JUNIO	7,8	0,98	7,64	0,74	704,442	30	21133,271
JULIO	7,9	1,01	7,98	0,72	719,373	31	22300,565
AGOSTO	6,5	1,09	7,09	0,72	640,949	31	19869,428
SEPTIEMBRE	5,4	1,2	6,48	0,74	599,496	30	17984,888
OCTUBRE	3,7	1,34	4,96	0,75	466,817	31	14471,312
NOVIEMBRE	2,6	1,43	3,72	0,77	356,351	30	10690,526
DECIEMBRE	2,2	1,41	3,10	0,78	301,283	31	9339,783
							194413,062

Tabla 12: Valores para el cálculo y resultados de energía inyectada cada mes

Se prevé generar un total de 194413,062kWh/año, obteniendo una media mensual razonable para esta instalación.

Se ha realizado una simulación con el programa PVsyst, con el cual se ha obtenido la estimación de la generación de energía de instalación. Esta estimación es de 219 MWh/año, un valor similar al obtenido a partir del método calculado. Pero el programa sólo tiene en consideración la orientación de los módulos, la ubicación de la instalación, el rendimiento del inversor y las pérdidas por temperatura y sombras. Por lo tanto la estimación de producción de energía será menor.

Se tendrá en consideración el método calculado ya que es más preciso que mediante el programa.

# PLANOS

## PLANOS

ÍNDICE:

PLANO 1: Ubicación

PLANO 2: Ubicación

PLANO 3: Zonas de iluminación actual

PLANO 4: Zonas de iluminación por norma

PLANO 5: Iluminación planta general

PLANO 6: Iluminación planta baja

PLANO 7: Iluminación planta superior

PLANO 8: Iluminación planta general

PLANO 9: Esquema eléctrico de un sensor con pulsador

PLANO 10: Esquema eléctrico de un sensor sin pulsador

PLANO 11: Esquema eléctrico de dos sensores con pulsador

PLANO 12: Esquema eléctrico de dos sensores sin pulsador

PLANO 13: Oficina 1

PLANO 14: Oficina 2

PLANO 15: Oficina 3

PLANO 16: Oficina 4

PLANO 17: Oficina 5

PLANO 18: Oficina 6

PLANO 19: Oficina 7

PLANO 20: Oficina 8

PLANO 21: Oficina 9

PLANO 22: Oficina almacén

PLANO 23: Oficinas técnicas

PLANO 24: Sala 10

PLANO 25: Heating room 1 y 2

## PLANOS

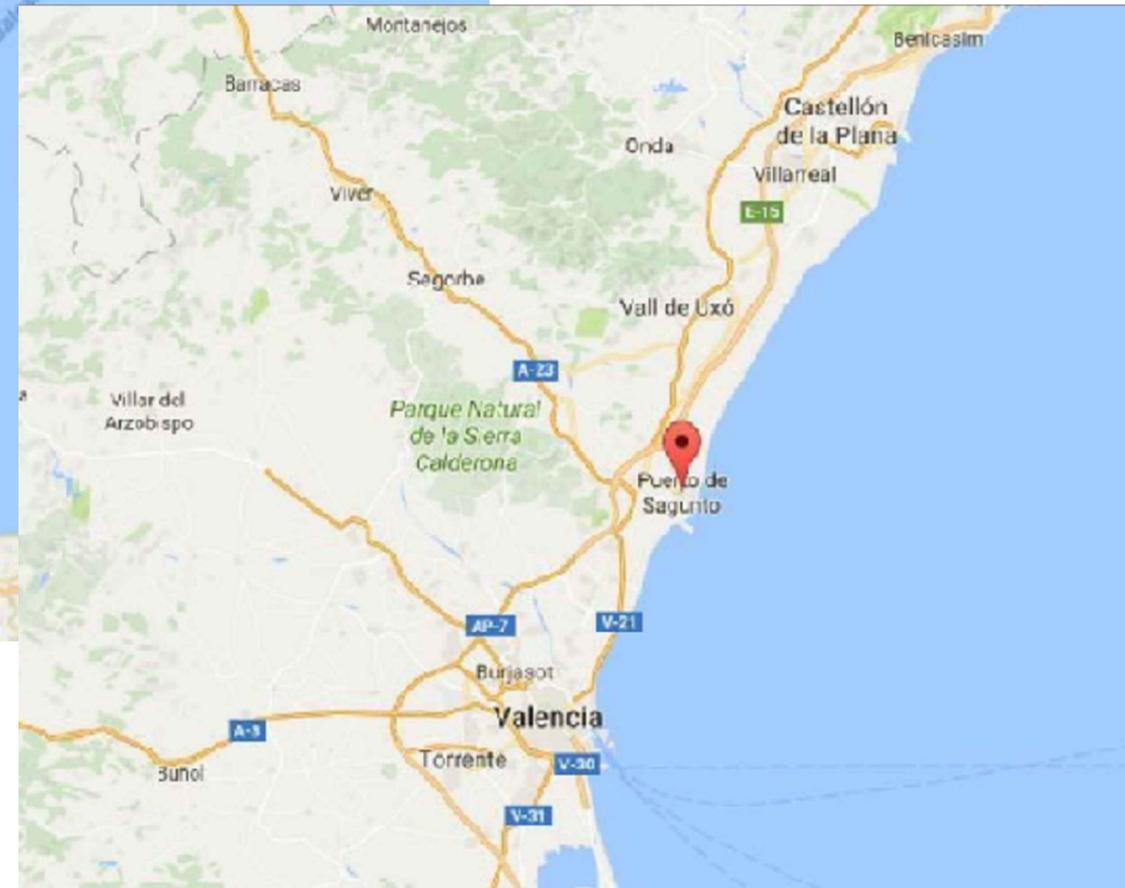
PLANO 26: Baños

PLANO 27: Cubierta

PLANO 28: Colocación paneles fotovoltaicos

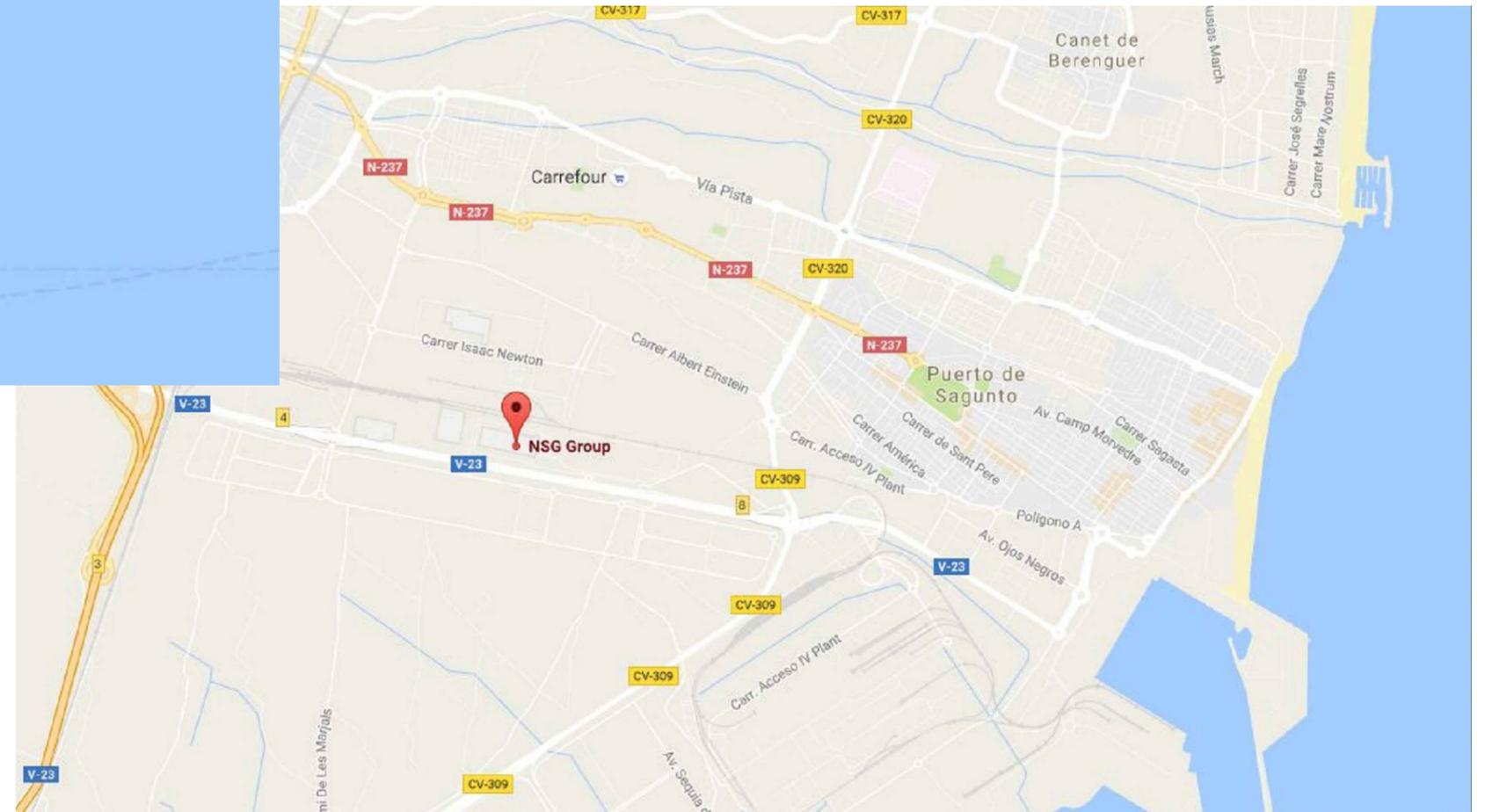
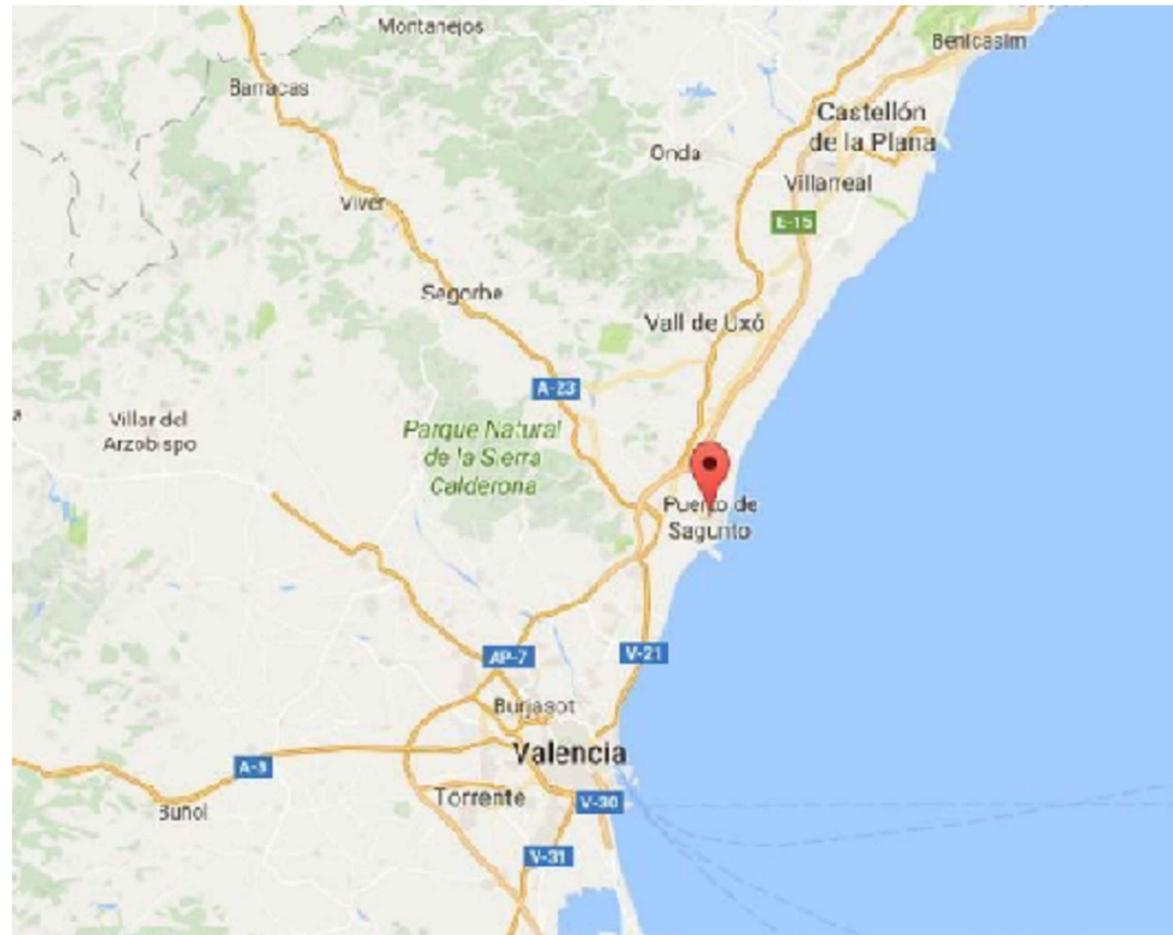
PLANO 29: Colocación paneles fotovoltaicos detalle

PLANO 30: Plano eléctrico instalación fotovoltaica



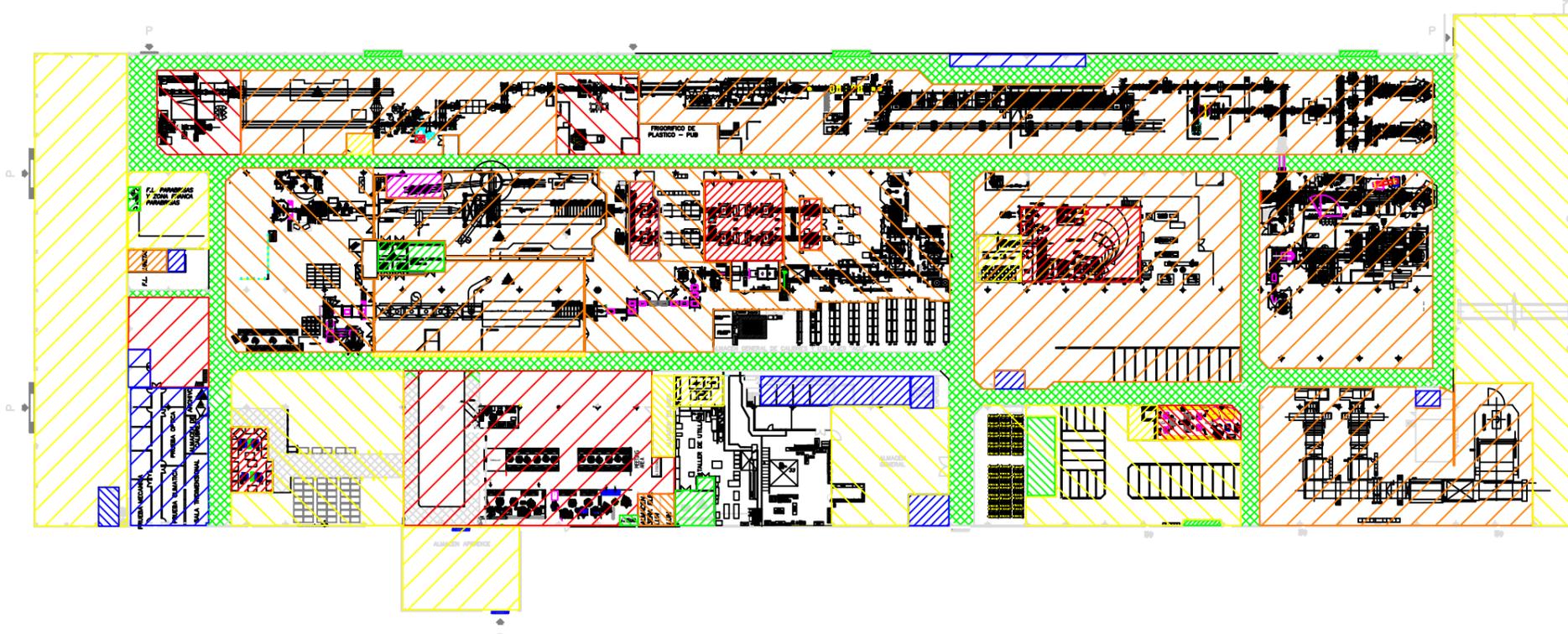
Observaciones:		Título: Ubicación		Plano nº: 1
				Hoja nº:
Escala	Un. dim. mm		Dirigido por: Terrado Blanco, Lorena	
-			Fecha: 04/2017	
			Fecha:	





Observaciones:		Título: Ubicación		Plano nº: 2
Escala		Un. dim. mm	Dirigido por: Terrado Blanco, Lorena	Hoja nº:
-				Fecha: 04/2017
				Fecha:

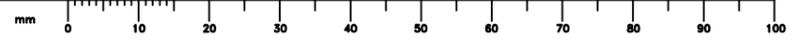
mm 0 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100

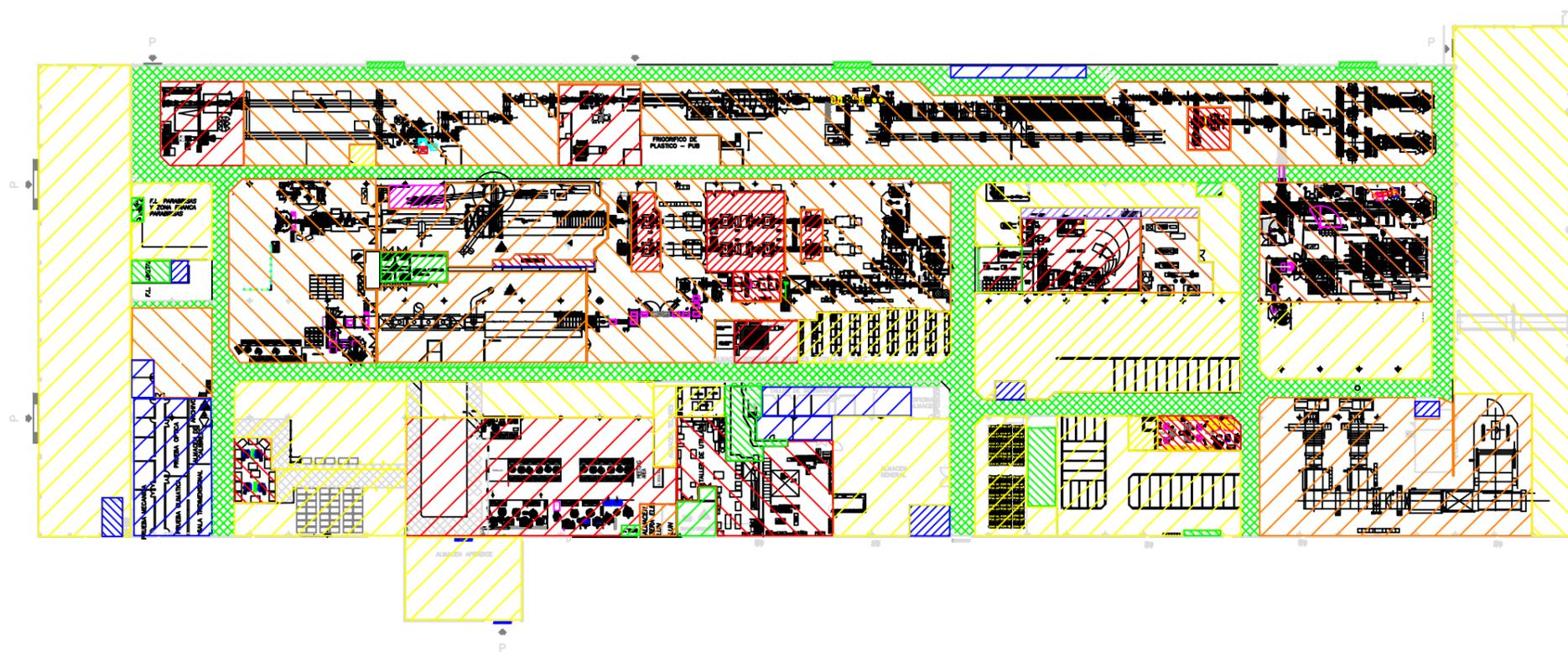


## LEYENDA

COLOR	SIGNIFICAD
ROJO	1000 lux
AZUL	500 lux
MAGENTA	300 lux
NARANJA	200 lux
AMARILLO	100 lux
VERDE	50 lux

Observaciones:		Título: Zonas iluminación actual		Plano nº: 3
Escala 1:250		Un. dim. mm	Dirigido por: Terrado Blanco, Lorena	Hoja nº:
				Fecha: 04/2017
				Fecha:

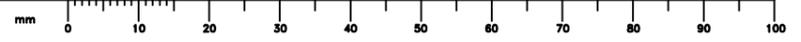


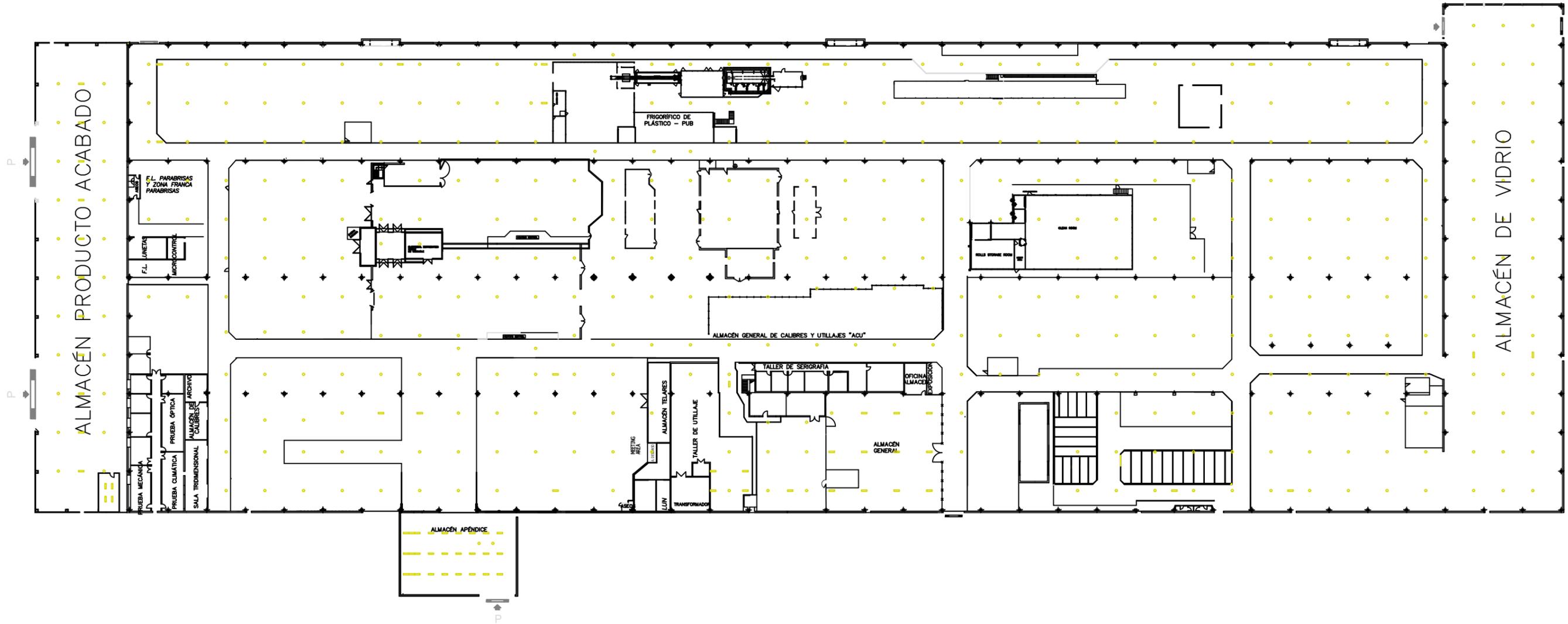


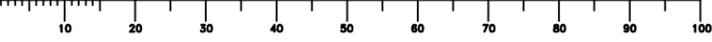
## LEYENDA

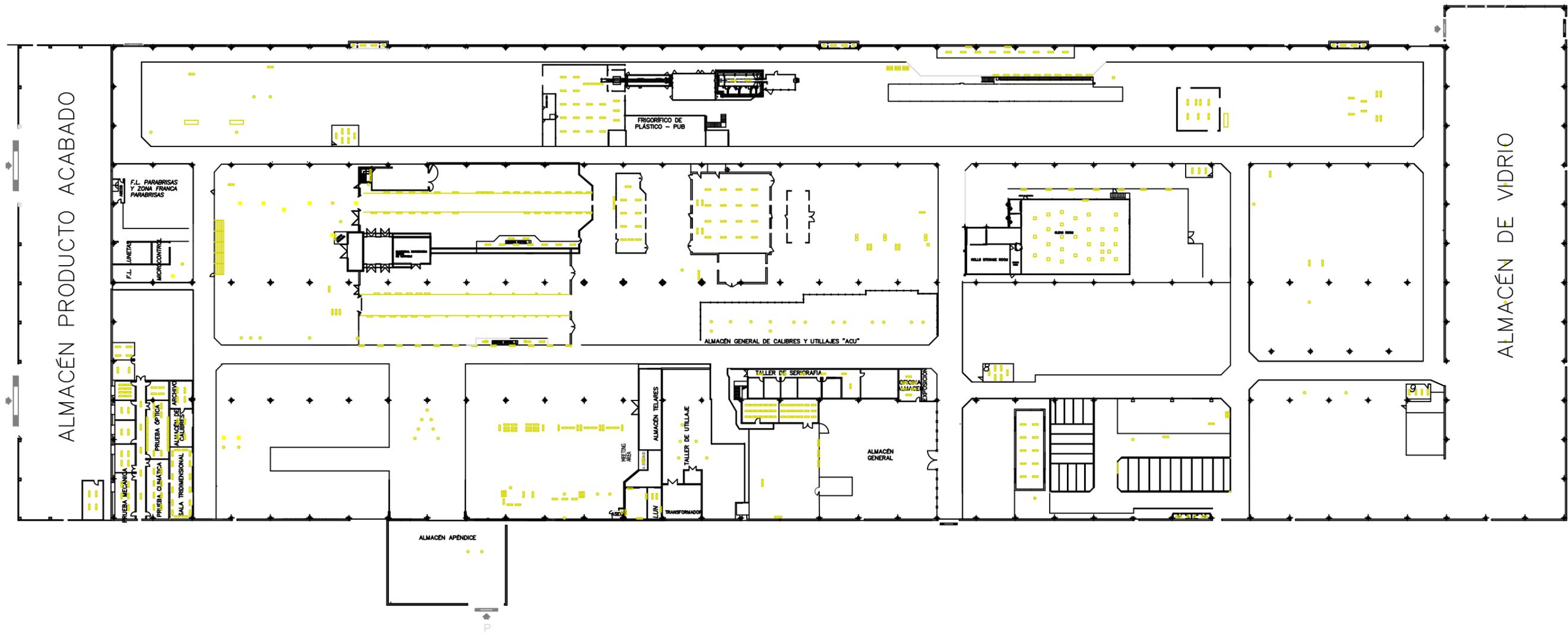
COLOR	SIGNIFICAD
ROJO	1000 lux
AZUL	500 lux
MAGENTA	300 lux
NARANJA	200 lux
AMARILLO	100 lux
VERDE	50 lux

Observaciones:		Título: Zonas iluminación norma		Plano nº: 4
Escala 1:250		Un. dim. mm	Dirigido por: Terrado Blanco, Lorena	Hoja nº:
				Fecha: 04/2017
				Fecha:

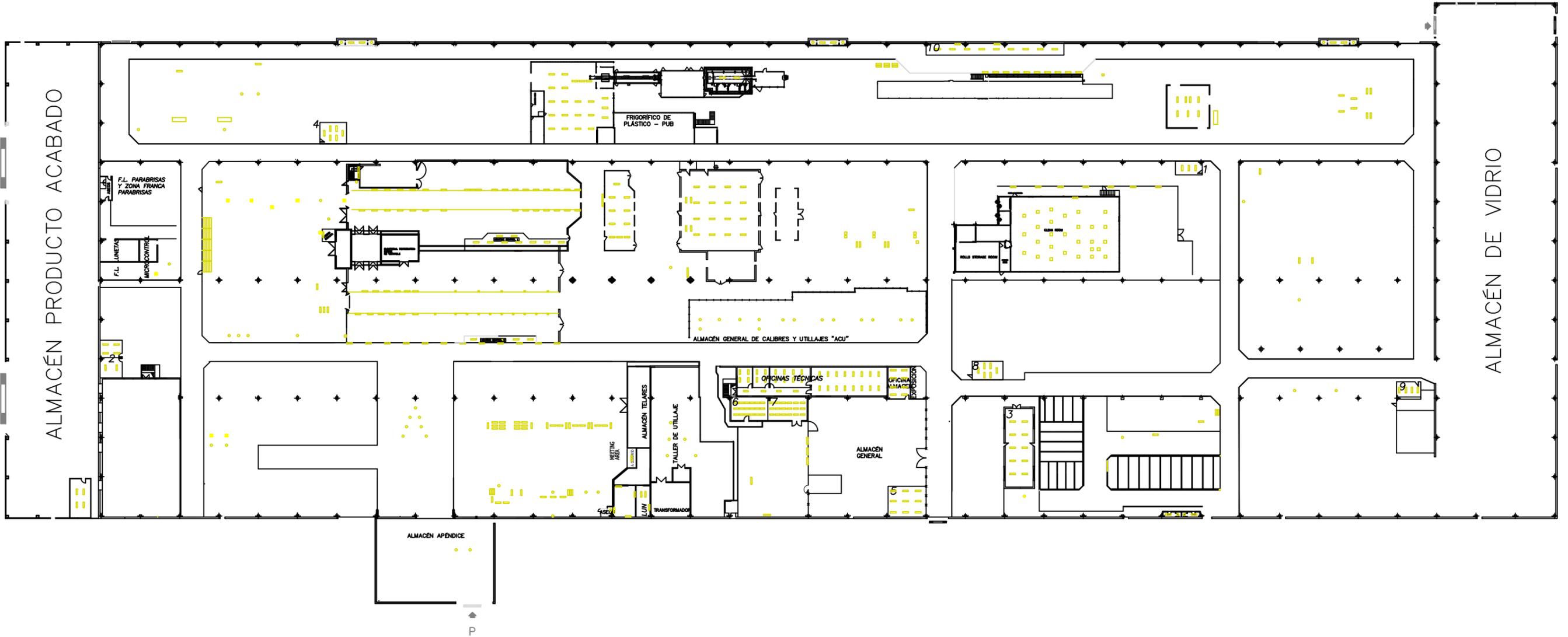




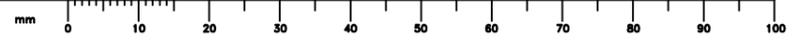
Observaciones:		Título: Iluminación planta general		Plano nº: 5
Escala 1:250		Un. dim. mm	Dirigido por: Terrado Blanco, Lorena	Hoja nº:
				Fecha: 04/2017
				Fecha:

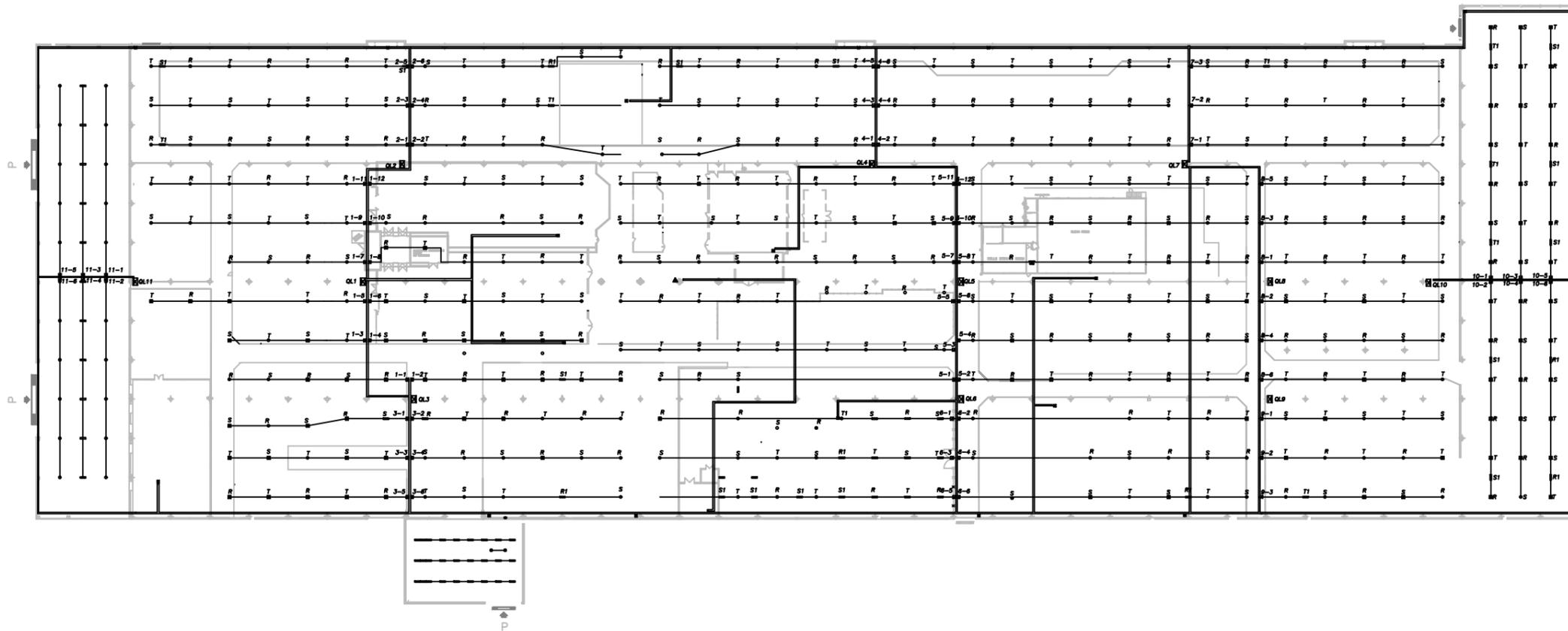


Observaciones:		Título: Iluminación planta baja		Plano nº: 6
Escala 1:250		Un. dim. mm	Dirigido por: Terrado Blanco, Lorena	Hoja nº:
				Fecha: 04/2017
				Fecha:



Observaciones:		Título: Iluminación planta superior		Plano nº:7
Escala 1:250		Un. dim. mm	Dirigido por: Terrado Blanco, Lorena	Hoja nº:
				Fecha: 04/2017
				Fecha:

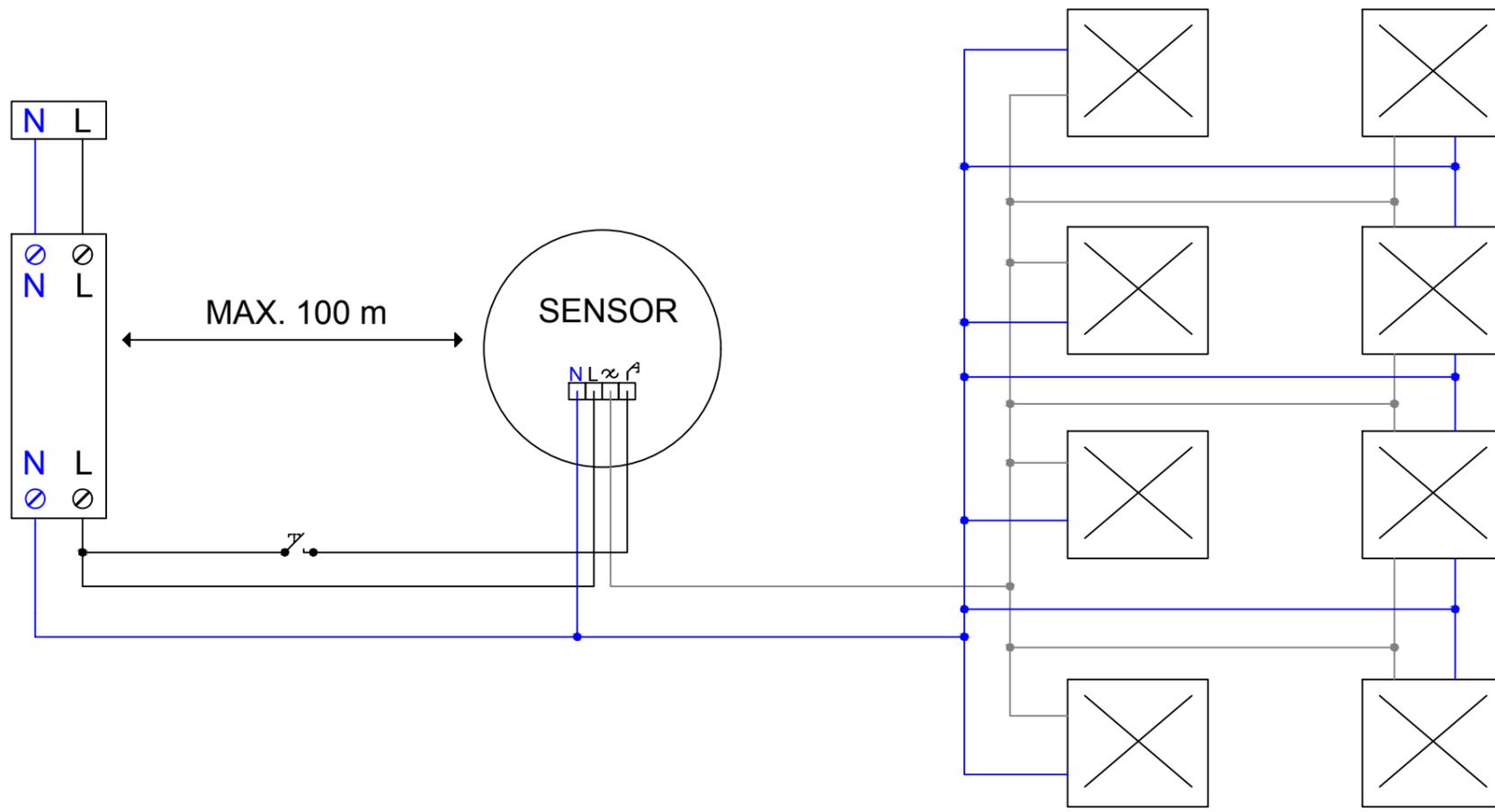




LEYENDA	
	CUADRO DE ALUMBRADO
	BLINDOLUX 3P+T
	BANDEJAS
	ALUMBRADO DE INDUCCIÓN
	ALUMBRADO DE TUBO
	ALUMBRADO DE LED
	ALUMBRADO DE VAPOR DE SODIO

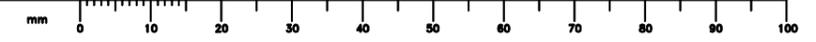
Observaciones:		Título: Iluminación planta general		Plano nº: 8	
Escala 1:250		Un. dim. mm		Hoja nº:	
				Dirigido por: Terrado Blanco, Lorena	
				Fecha: 04/2017	
				Fecha:	

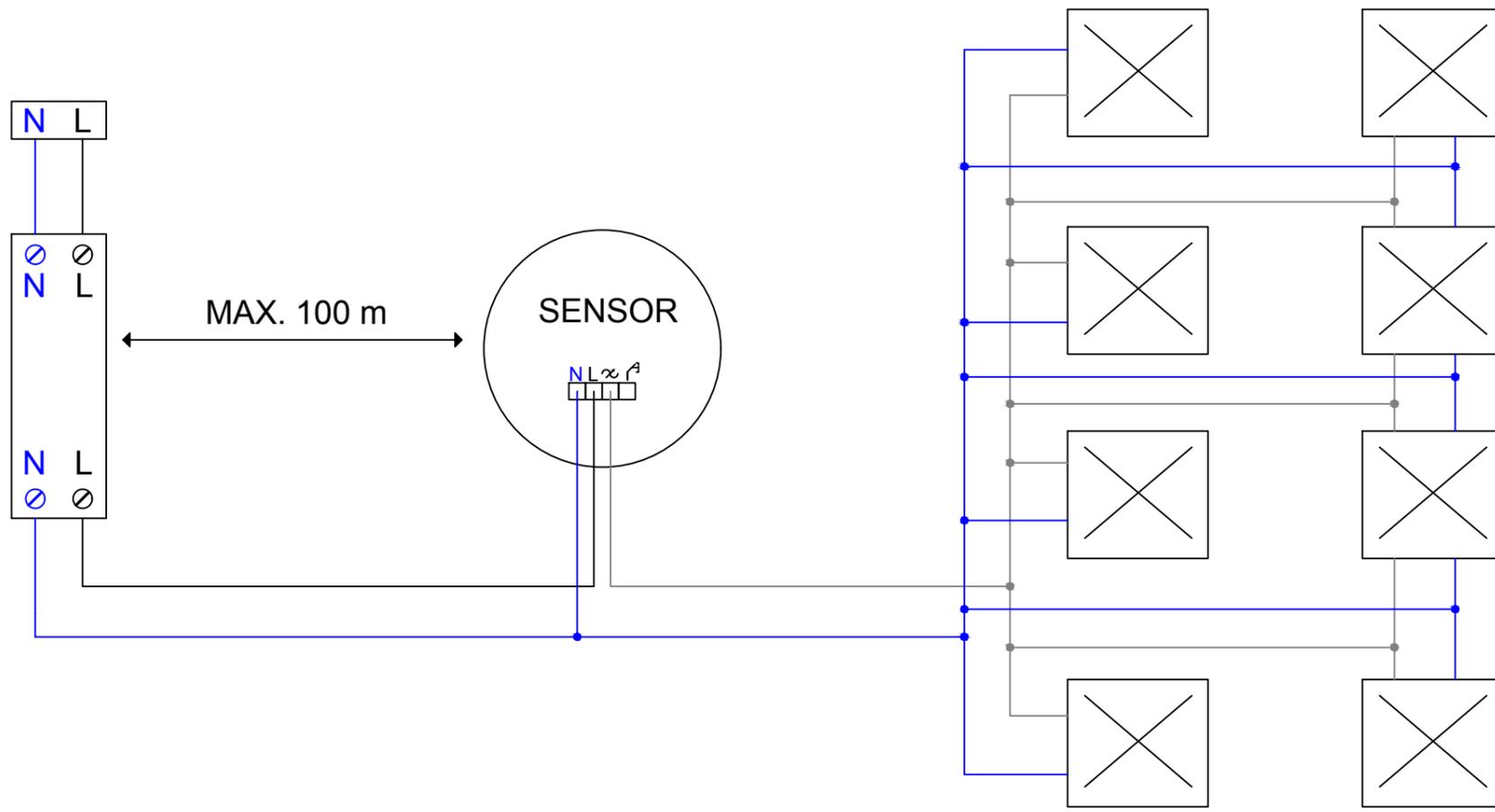




LEYENDA	
SIMBOLO	DEFINICIÓN
	LUMINARIA
	INTERRUPTOR
	CABLE NEUTRO
	CABLE LINEA
	CABLE SENSOR

Observaciones:		Título: Esquema eléctrico 1 sensor con pulsador		Plano nº: 9	
Escala		Un. dim. mm		Dirigido por: Terrado Blanco, Lorena	
-				Fecha: 04/2017	
				Fecha:	

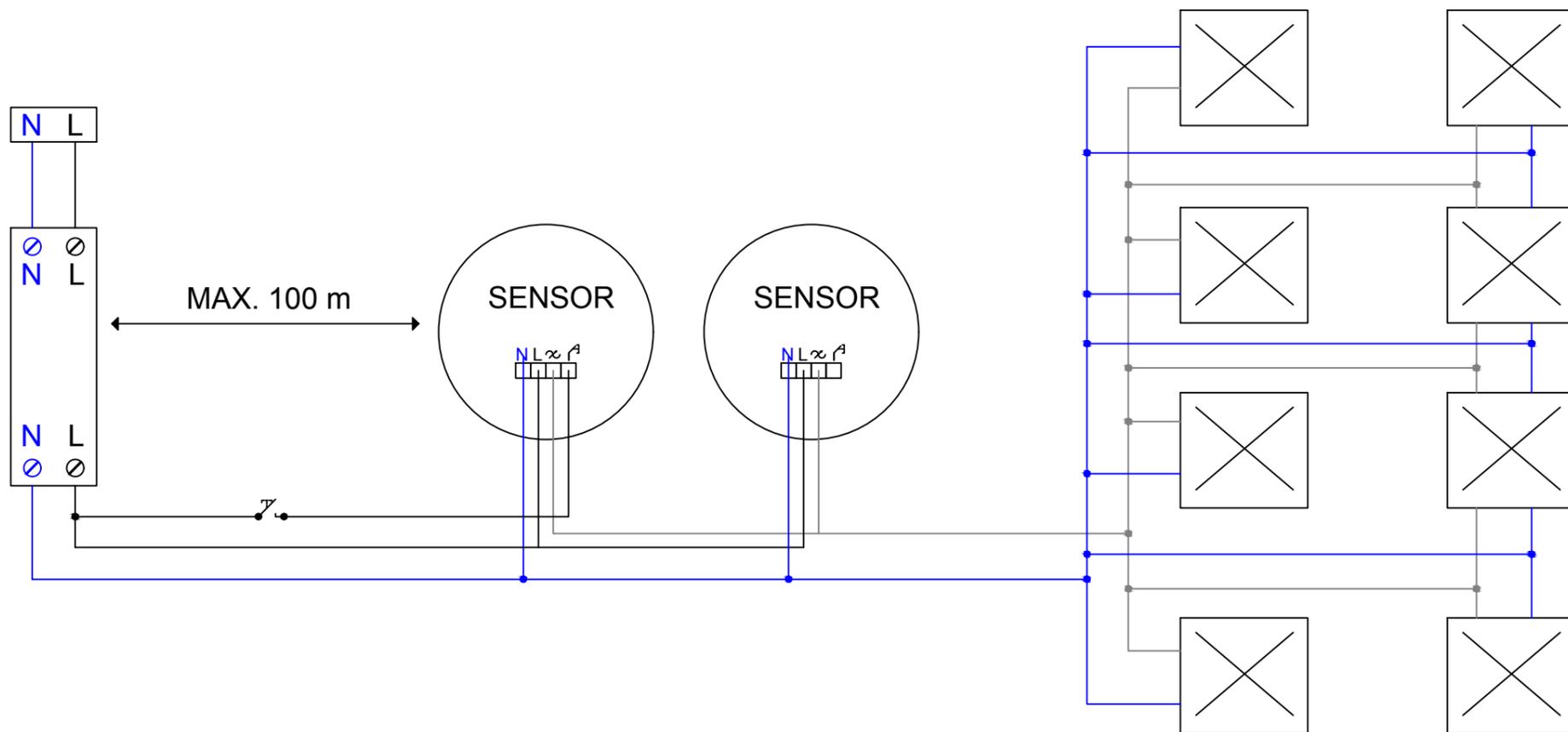




LEYENDA	
SIMBOLO	DEFINICIÓN
	LUMINARIA
	CABLE NEUTRO
	CABLE LINEA
	CABLE SENSOR

Observaciones:		Título: Esquema eléctrico 1 sensor sin pulsador		Plano nº: 10	
Escala		Un. dim. mm		Dirigido por: Terrado Blanco, Lorena	
-				Fecha: 04/2017	
				Fecha:	

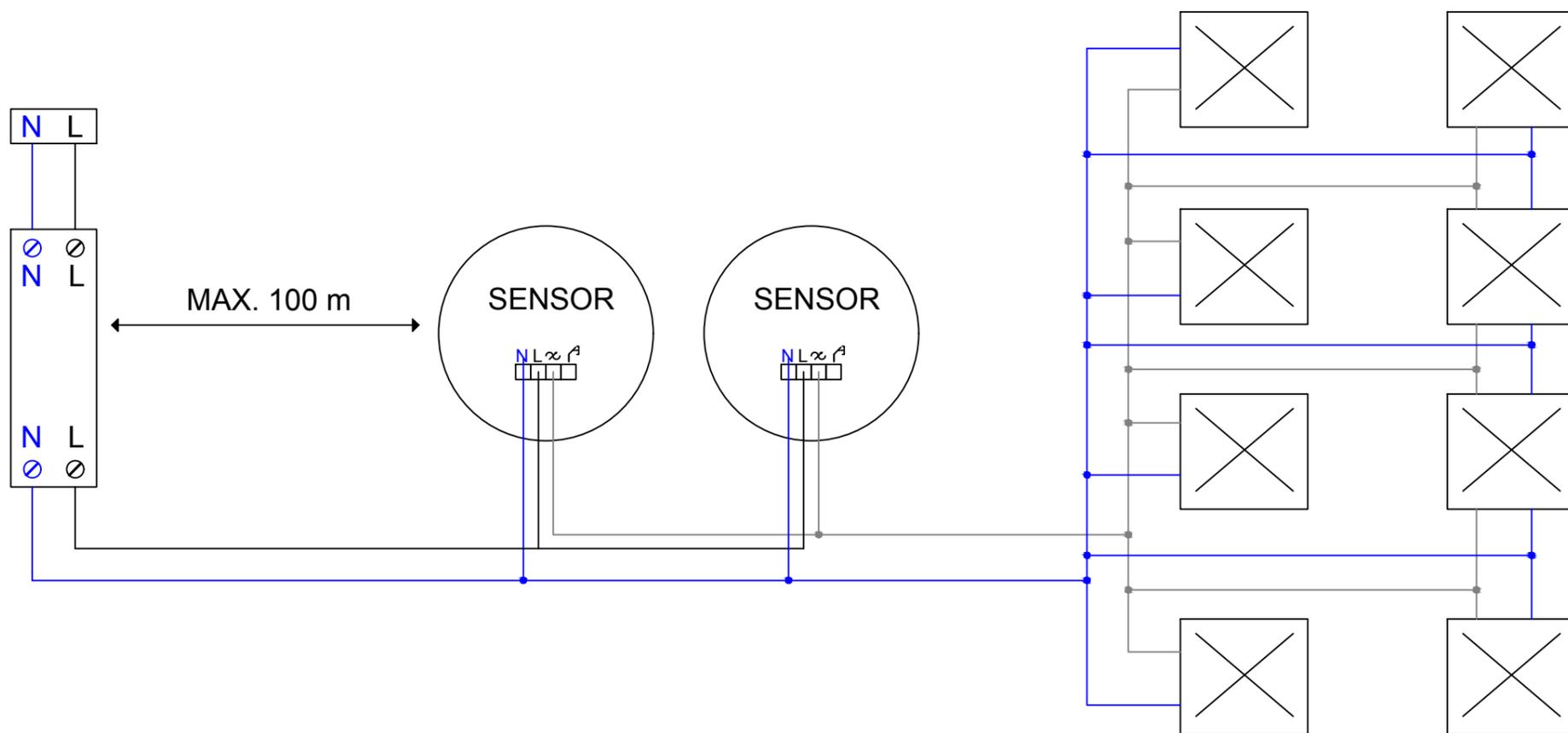




LEYENDA	
SIMBOLO	DEFINICIÓN
	LUMINARIA
	INTERRUPTOR
	CABLE NEUTRO
	CABLE LINEA
	CABLE SENSOR

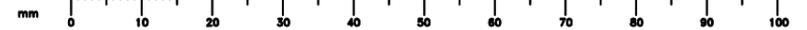
Observaciones:		Título: Esquema eléctrico 2 sensores con pulsador		Plano nº: 11
Escala		Un. dim. mm		Hoja nº:
-				Fecha: 04/2017
		Dirigido por: Terrado Blanco, Lorena		Fecha:



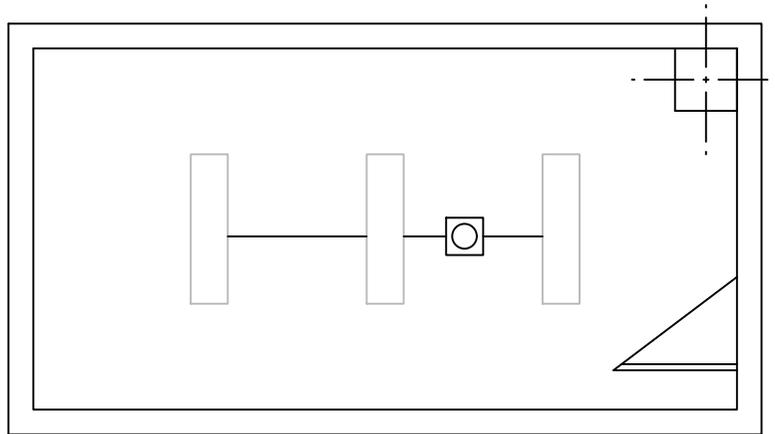


LEYENDA	
SIMBOLO	DEFINICIÓN
	LUMINARIA
	CABLE NEUTRO
	CABLE LINEA
	CABLE SENSOR

Observaciones:		Título: Esquema eléctrico 2 sensores sin pulsador		Plano nº: 12
Escala		Un. dim. mm		Hoja nº:
-				Dirigido por: Terrado Blanco, Lorena
				Fecha: 04/2017
				Fecha:



# OFICINA 1

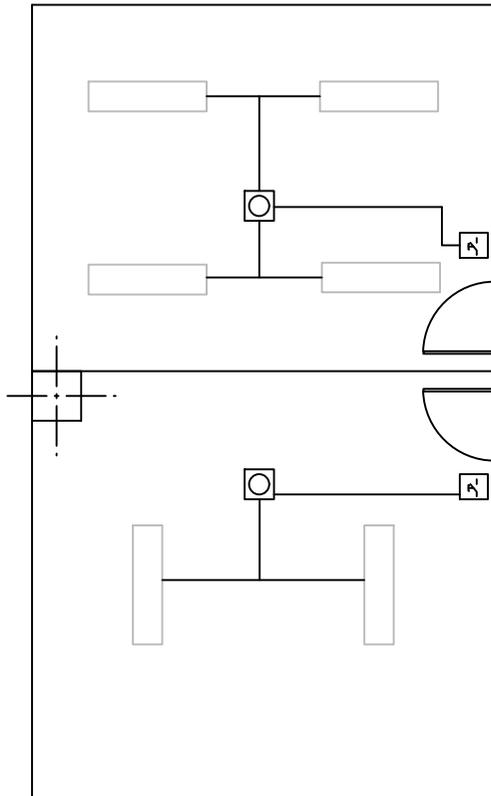


## LEYENDA

SÍMBOLO	DEFINICIÓN
	SENSOR DE PRESENCIA
	INTERRUPTOR
	LUMINARIA
	CABLEADO

Observaciones:		 UNIVERSITAT JAUME I	Plano nº: 13
Escala 1:75			Hoja nº:
Un. dim. mm	Dirigido por: Terrado Blanco, Lorena		Fecha: 04/2017
			Fecha:

# OFICINA 2



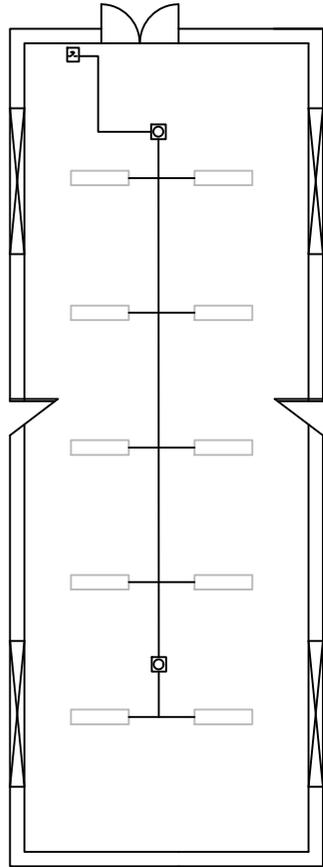
## LEYENDA

SÍMBOLO	DEFINICIÓN
	SENSOR DE PRESENCIA
	INTERRUPTOR
	LUMINARIA
	CABLEADO

Observaciones:		Título: Oficina 2		Plano nº: 14
Escala 1:75		Un. dim. mm	 UNIVERSITAT JAUME I	Hoja nº:
				Dirigido por: Terrado Blanco, Lorena
				Fecha:

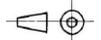


# OFICINA 3



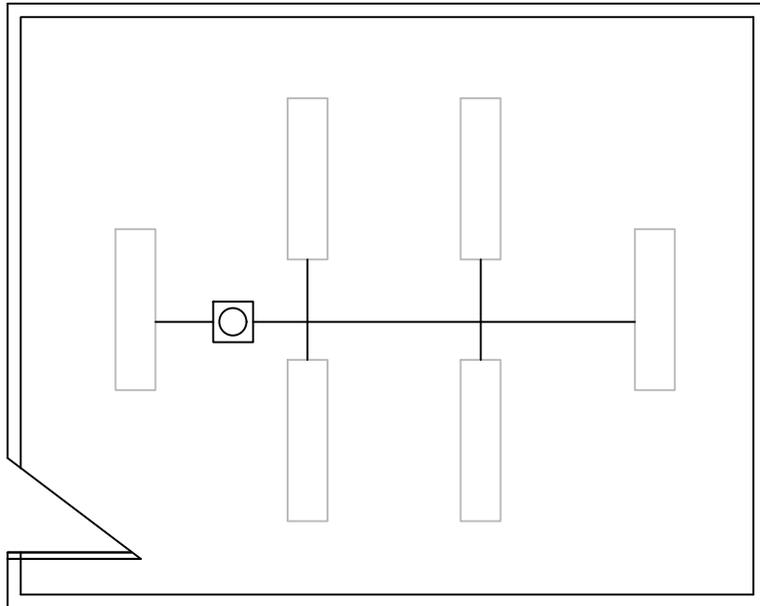
## LEYENDA

SÍMBOLO	DEFINICIÓN
	SENSOR DE PRESENCIA
	INTERRUPTOR
	LUMINARIA
	CABLEADO

Observaciones:		Título: Oficina 3		Plano nº: 15
				Hoja nº:
Escala 1:75	Un. dim. mm		Dirigido por: Terrado Blanco, Lorena	
			Fecha: 04/2017	
				Fecha:

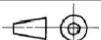


# OFICINA 4

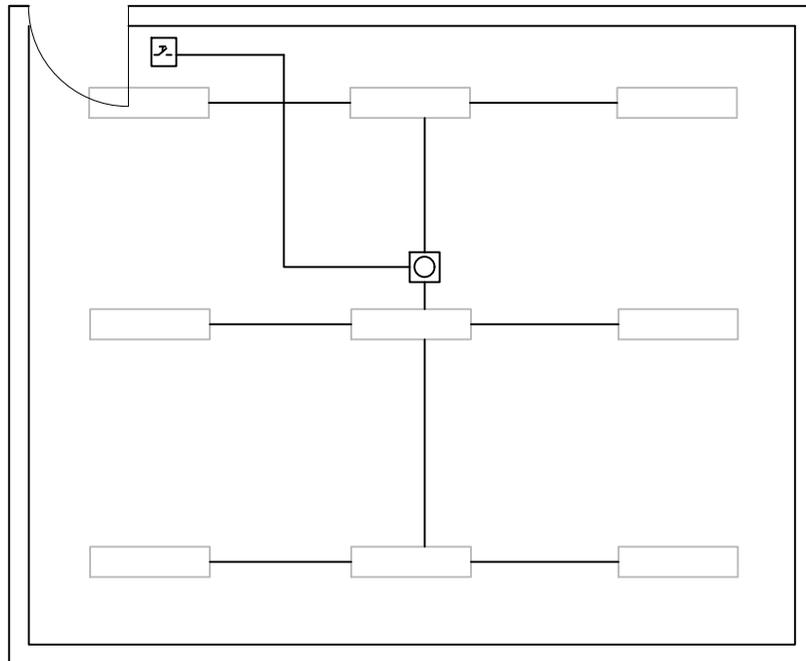


## LEYENDA

SÍMBOLO	DEFINICIÓN
	SENSOR DE PRESENCIA
	LUMINARIA
	CABLEADO

Observaciones:		Título: Oficina 4		Plano nº: 16
Escala 1:75		Un. dim. mm	 UNIVERSITAT JAUME·I	Hoja nº:
				Dirigido por: Terrado Blanco, Lorena
				Fecha:

# OFICINA 5



## LEYENDA

SÍMBOLO	DEFINICIÓN
	SENSOR DE PRESENCIA
	INTERRUPTOR
	LUMINARIA
	CABLEADO

Observaciones:

Título: Oficina 5

Plano nº: 17

Hoja nº:

Escala  
1:75

Un. dim. mm



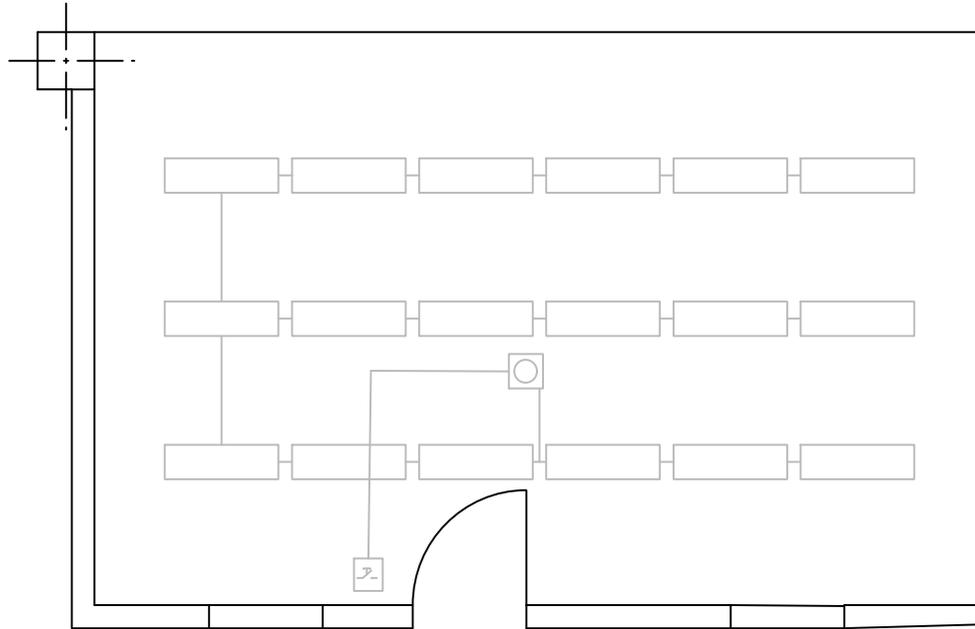
Dirigido por: Terrado Blanco, Lorena

Fecha: 04/2017

Fecha:

mm 0 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100

# OFICINA 6



## LEYENDA

SÍMBOLO	DEFINICIÓN
	SENSOR DE PRESENCIA
	INTERRUPTOR
	LUMINARIA
	CABLEADO

Observaciones:

Título: Oficina 6

Plano nº: 18

Hoja nº:

Escala  
1:75

Un. dim. mm



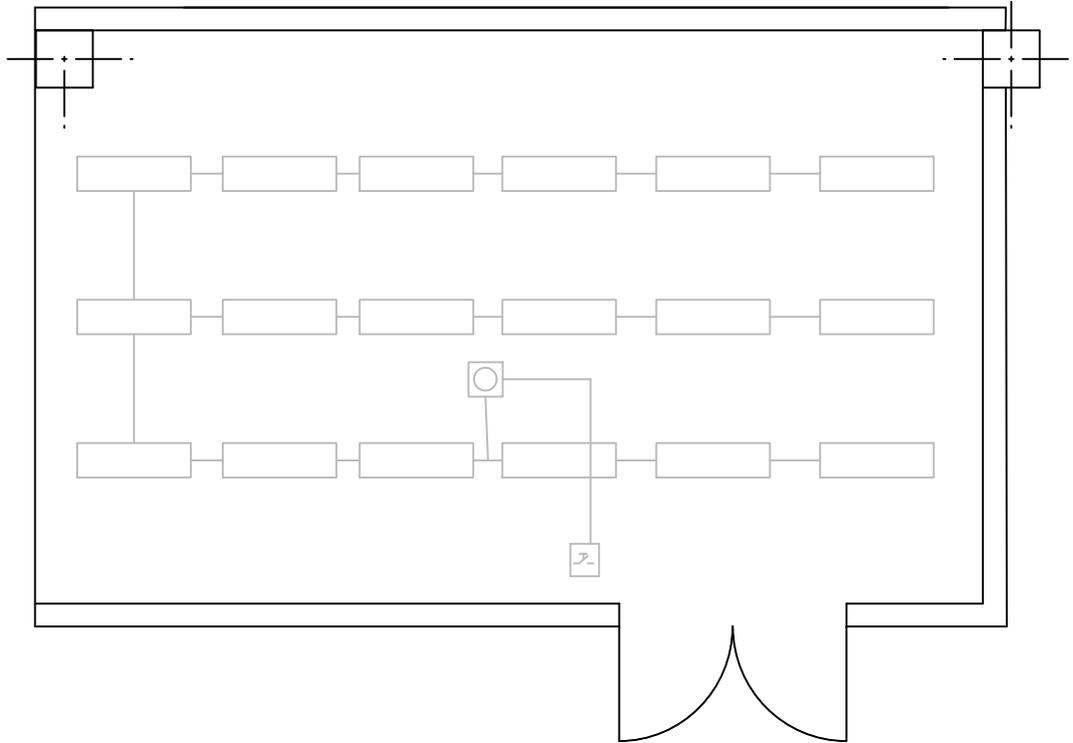
Dirigido por: Terrado Blanco, Lorena

Fecha: 04/2017

Fecha:

mm 0 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100

# OFICINA 7

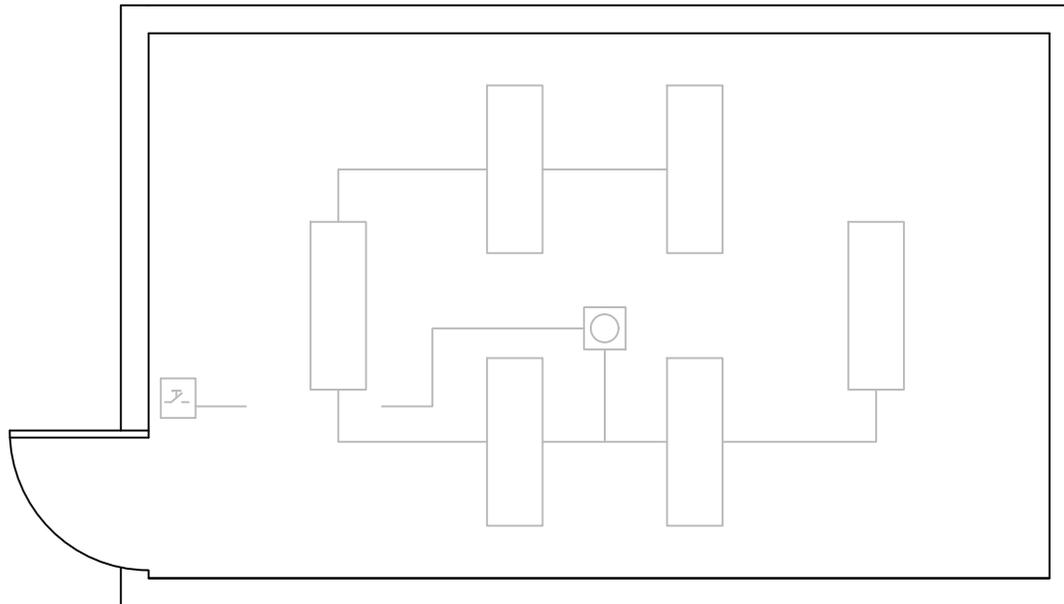


## LEYENDA

SÍMBOLO	DEFINICIÓN
	SENSOR DE PRESENCIA
	INTERRUPTOR
	LUMINARIA
	CABLEADO

Observaciones:		Título: Oficina 7		Plano nº: 19
Escala 1:75		Un. dim. mm	 UNIVERSITAT JAUME I	Hoja nº:
				Dirigido por: Terrado Blanco, Lorena
				Fecha:

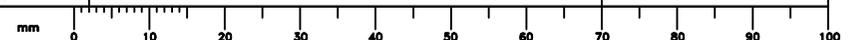
# OFICINA 8



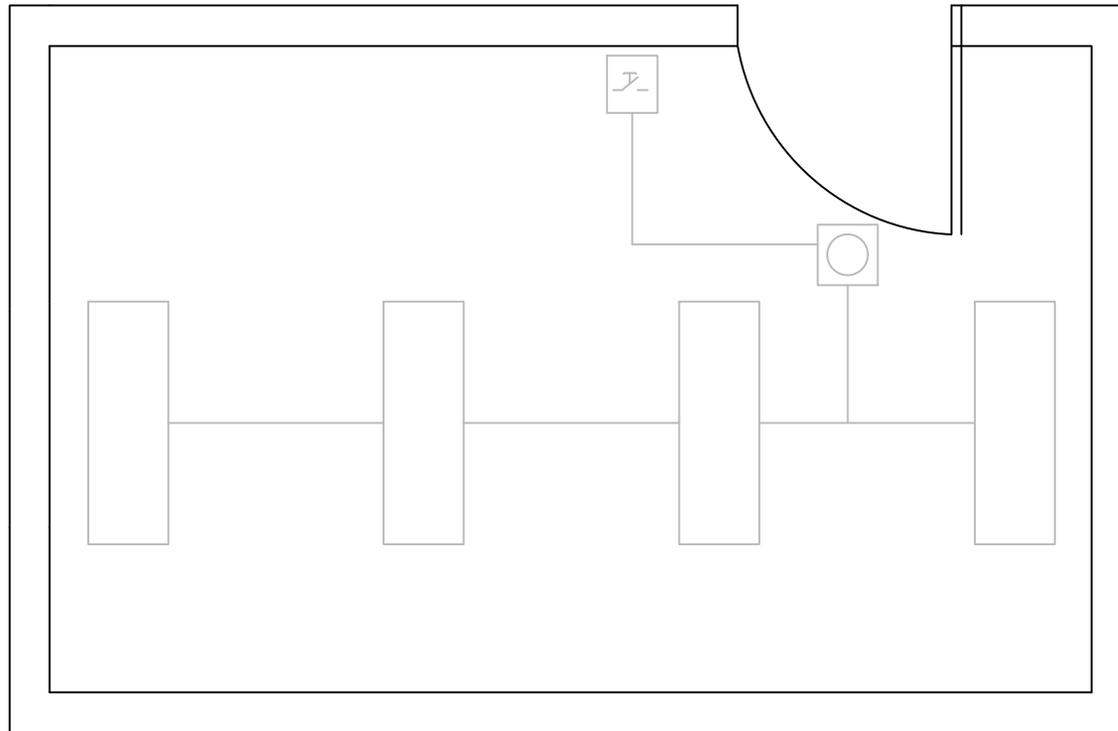
## LEYENDA

SÍMBOLO	DEFINICIÓN
	SENSOR DE PRESENCIA
	INTERRUPTOR
	LUMINARIA
	CABLEADO

Observaciones:		Título: Oficina 8		Plano nº: 20	
Escala 1:75		Un. dim. mm 		Hoja nº:	
				Dirigido por: Terrado Blanco, Lorena	
				Fecha: 04/2017	
				Fecha:	



# OFICINA 9



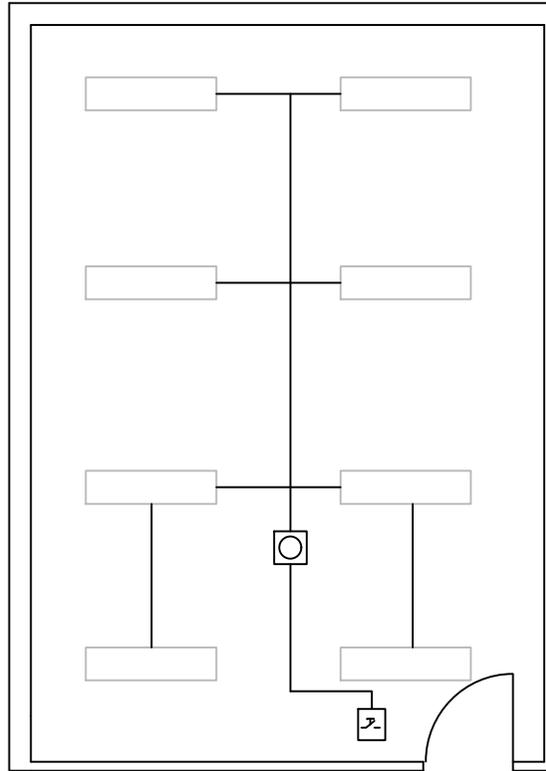
## LEYENDA

SÍMBOLO	DEFINICIÓN
	SENSOR DE PRESENCIA
	INTERRUPTOR
	LUMINARIA
	CABLEADO

Observaciones:		Título: Oficina 9		Plano nº:21
				Hoja nº:
Escala 1:75	Un. dim. mm		Dirigido por: Terrado Blanco, Lorena	
				Fecha: 04/2017
				Fecha:



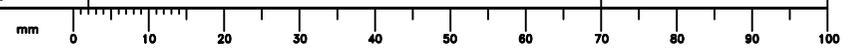
# OFICINA ALMACEN



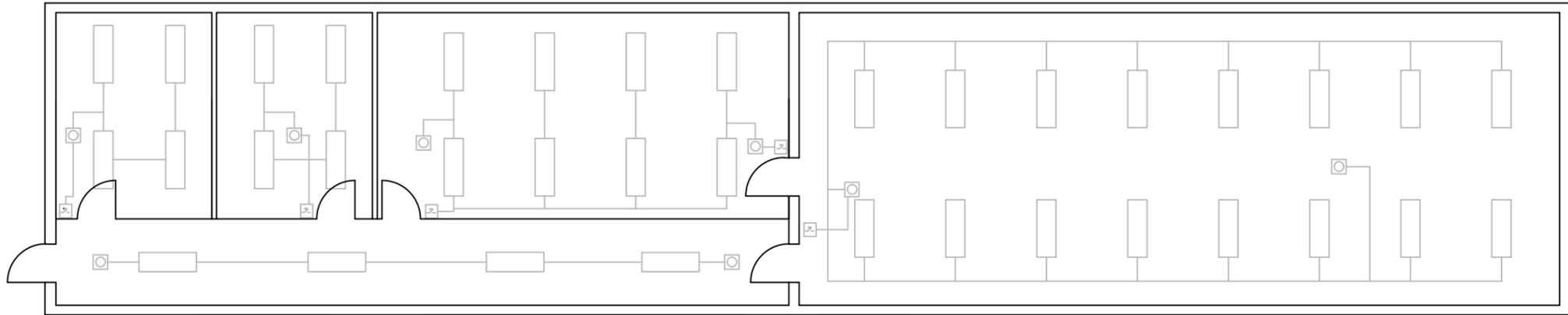
## LEYENDA

SÍMBOLO	DEFINICIÓN
	SENSOR DE PRESENCIA
	INTERRUPTOR
	LUMINARIA
	CABLEADO

Observaciones:		Título: Oficina almacén		Plano nº:22
Escala 1:75		Un. dim. mm	Dirigido por: Terrado Blanco, Lorena	
			Fecha: 04/2017	
				Fecha:



# OFICINAS TÉCNICAS



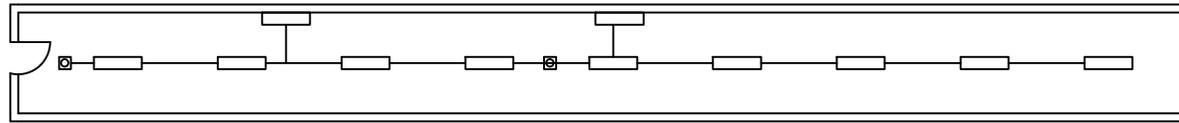
## LEYENDA

SÍMBOLO	DEFINICIÓN
	SENSOR DE PRESENCIA
	INTERRUPTOR
	LUMINARIA
	CABLEADO

Observaciones:		Título: Oficinas técnicas		Plano nº:23
Escala 1:100		Un. dim. mm	Dirigido por: Terrado Blanco, Lorena	Hoja nº:
			Fecha: 04/2017	Fecha:

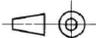


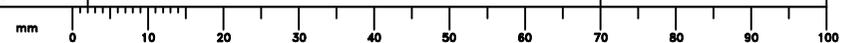
# SALA 10



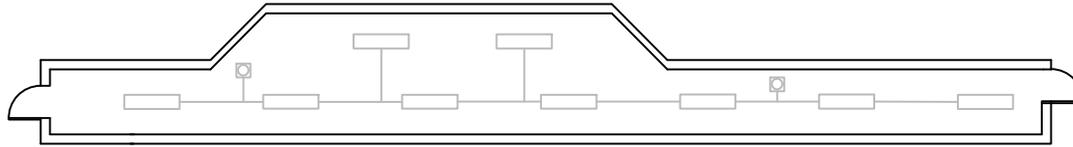
## LEYENDA

SÍMBOLO	DEFINICIÓN
	SENSOR DE PRESENCIA
	LUMINARIA
	CABLEADO

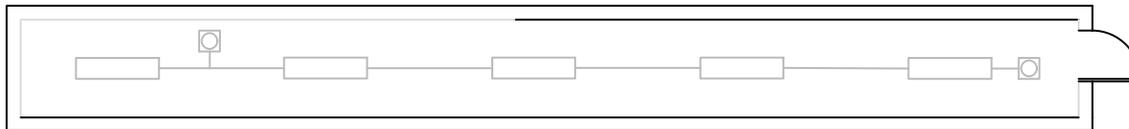
Observaciones:		Título: Sala 10		Plano nº: 24
Escala 1:75		Un. dim. mm	 UNIVERSITAT JAUME I	Hoja nº:
				Dirigido por: Terrado Blanco, Lorena
				Fecha:



# HEATING ROOM 1



# HEATING ROOM 2



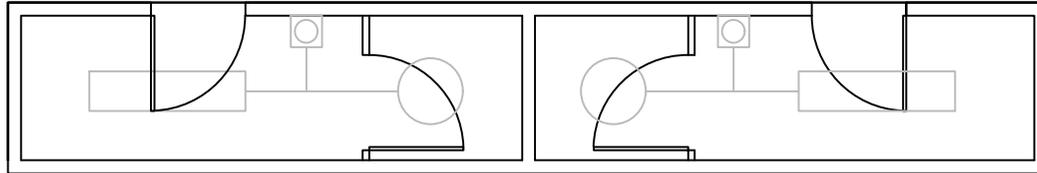
## LEYENDA

SÍMBOLO	DEFINICIÓN
	SENSOR DE PRESENCIA
	LUMINARIA
	CABLEADO

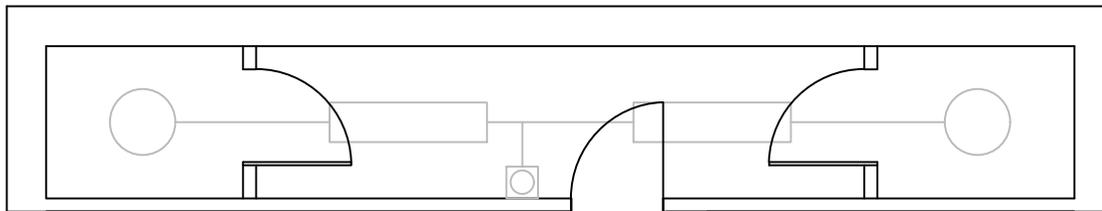
Observaciones:		Título: Heating Room 1 y 2		Plano nº: 25	
Escala 1:75		Un. dim. mm		Hoja nº:	
				Dirigido por: Terrado Blanco, Lorena	
				Fecha: 04/2017	
				Fecha:	



# BAÑO TIPO 1



# BAÑO TIPO 2

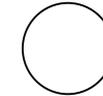


## LEYENDA

SÍMBOLO



SENSOR DE PRESENCIA



LUMINARIA



LUMINARIA



CABLEADO

Observaciones:

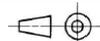
Título: Baños tipo 1 y tipo 2

Plano nº:26

Hoja nº:

Escala  
1:75

Un. dim. mm

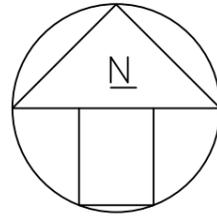


Dirigido por: Terrado Blanco, Lorena

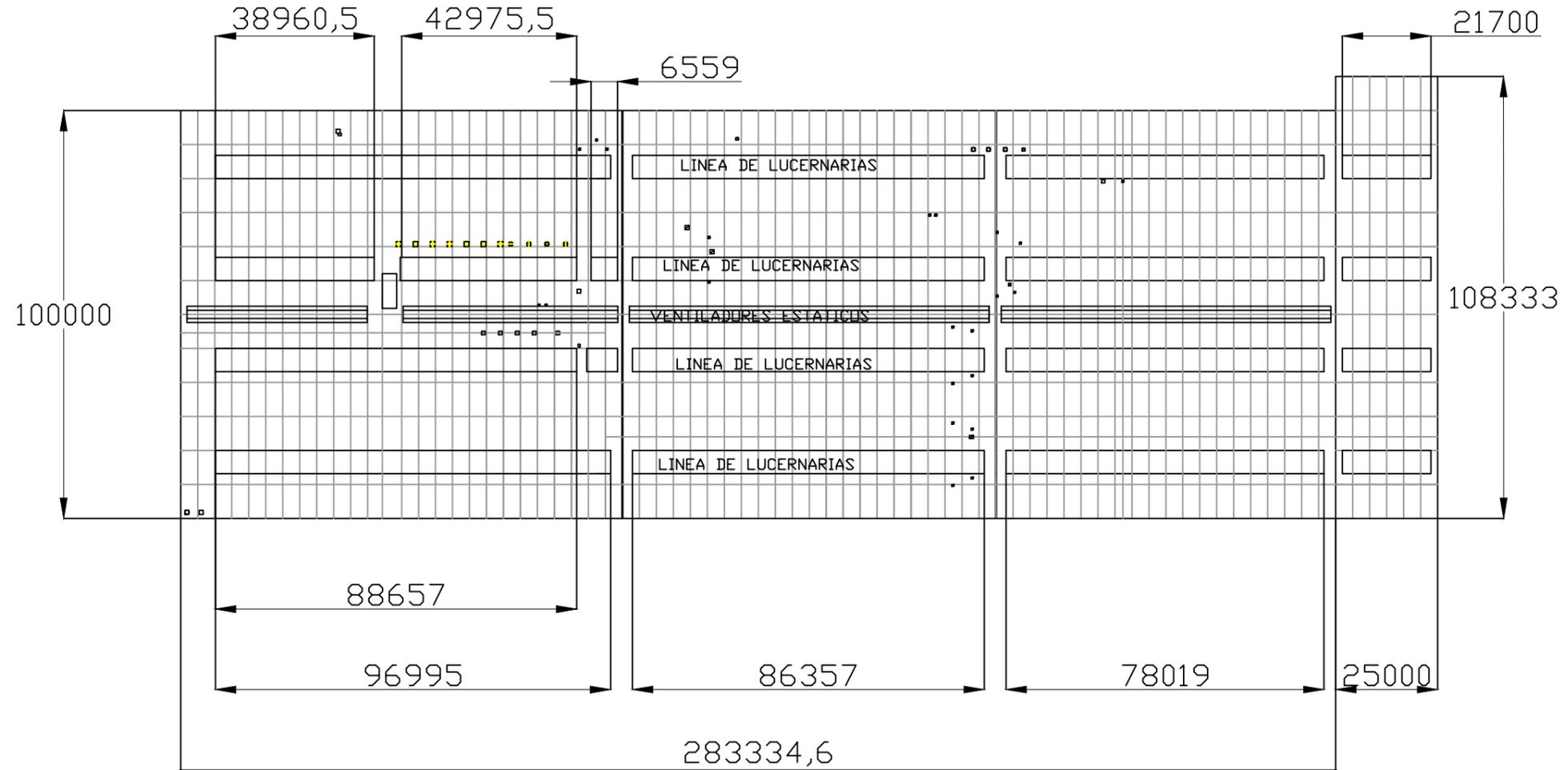
Fecha: 04/2017

Fecha:

mm 0 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100

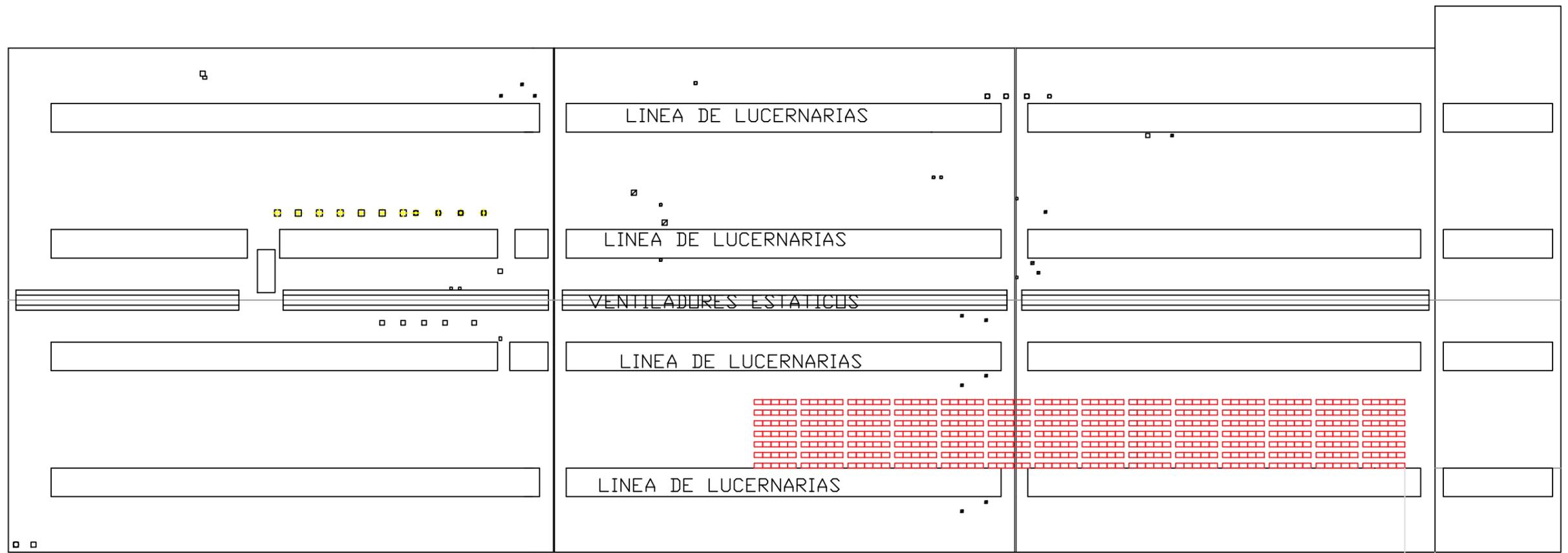
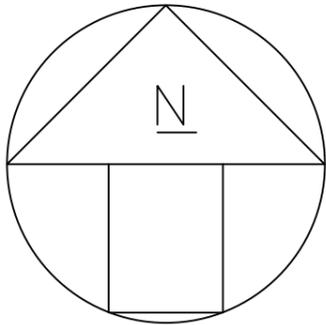


SECCION TIPICA



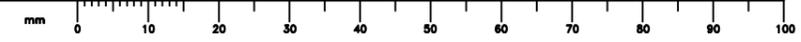
Observaciones:		Título: Cubierta de la nave		Plano nº: 27
Escala		Un. dim. mm	Dirigido por: Terrado Blanco, Lorena	Hoja nº:
-				Fecha: 04/2017
				Fecha:





6000

Observaciones:			Plano nº:28
			Hoja nº:
Escala	Un. dim. mm	Dirigido por: Terrado Blanco, Lorena	Fecha: 04/2017
			Fecha:



A DE LUCERNARIAS

LADRES ESTATICOS

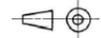
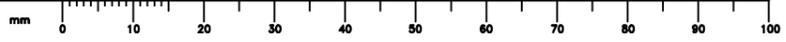
IEA DE LUCERNARIAS

942

A DE LUCERNARIAS

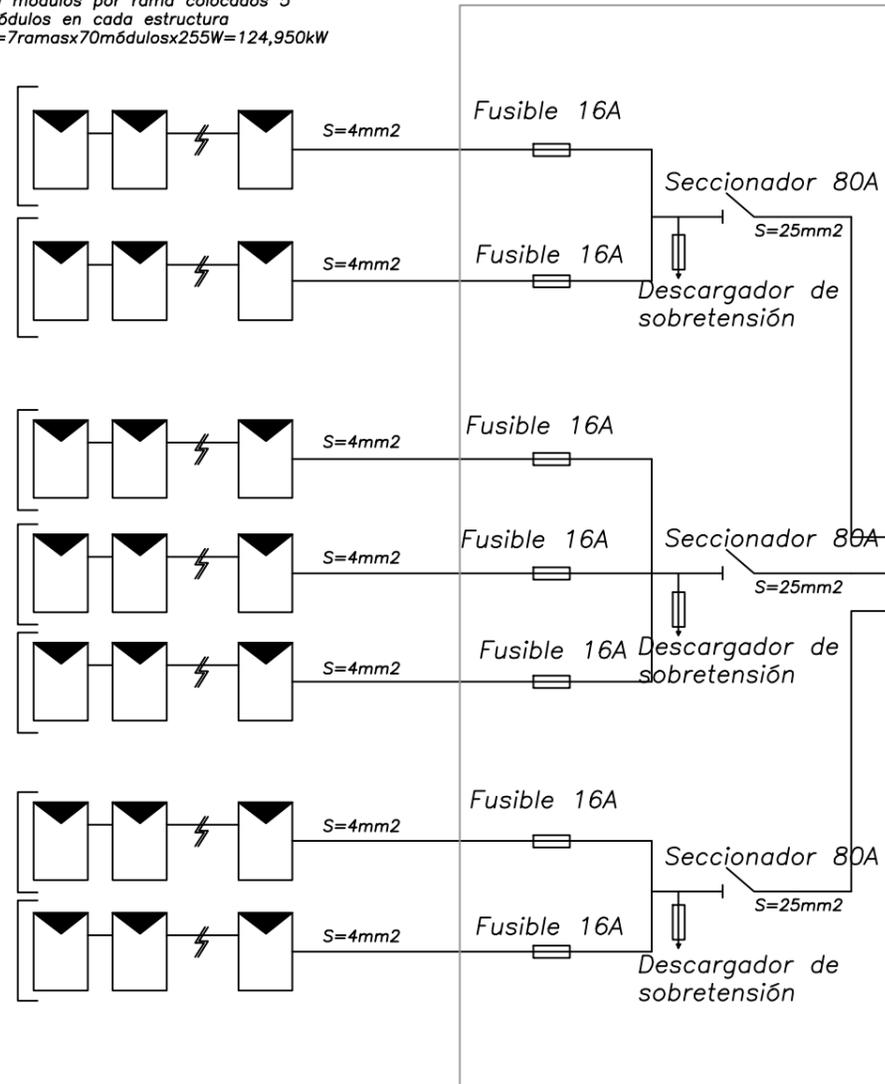
1000

6000

Observaciones:		Título: Colocación paneles FV detalle		Plano nº:29
Escala		Un. dim. mm	Dirigido por: Terrado Blanco, Lorena	Hoja nº:
				Fecha: 04/2017
				Fecha:

# Generador Cuadro DC

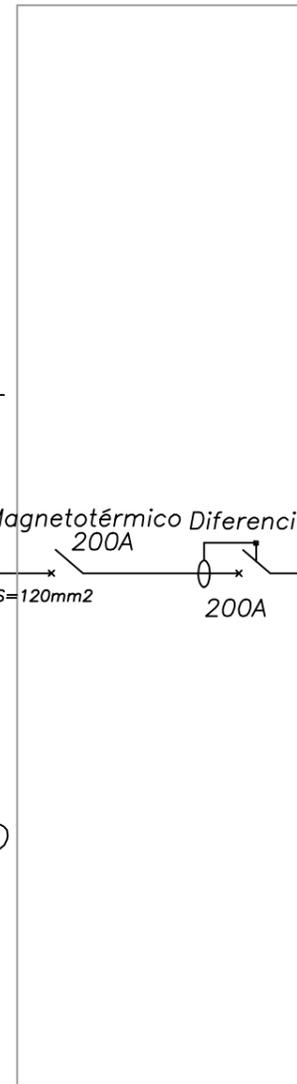
En cada rama (7 en total) se distribuye  
70 módulos por rama colocados 5  
módulos en cada estructura  
 $P=7\text{ramas} \times 70\text{módulos} \times 255\text{W}=124,950\text{kW}$



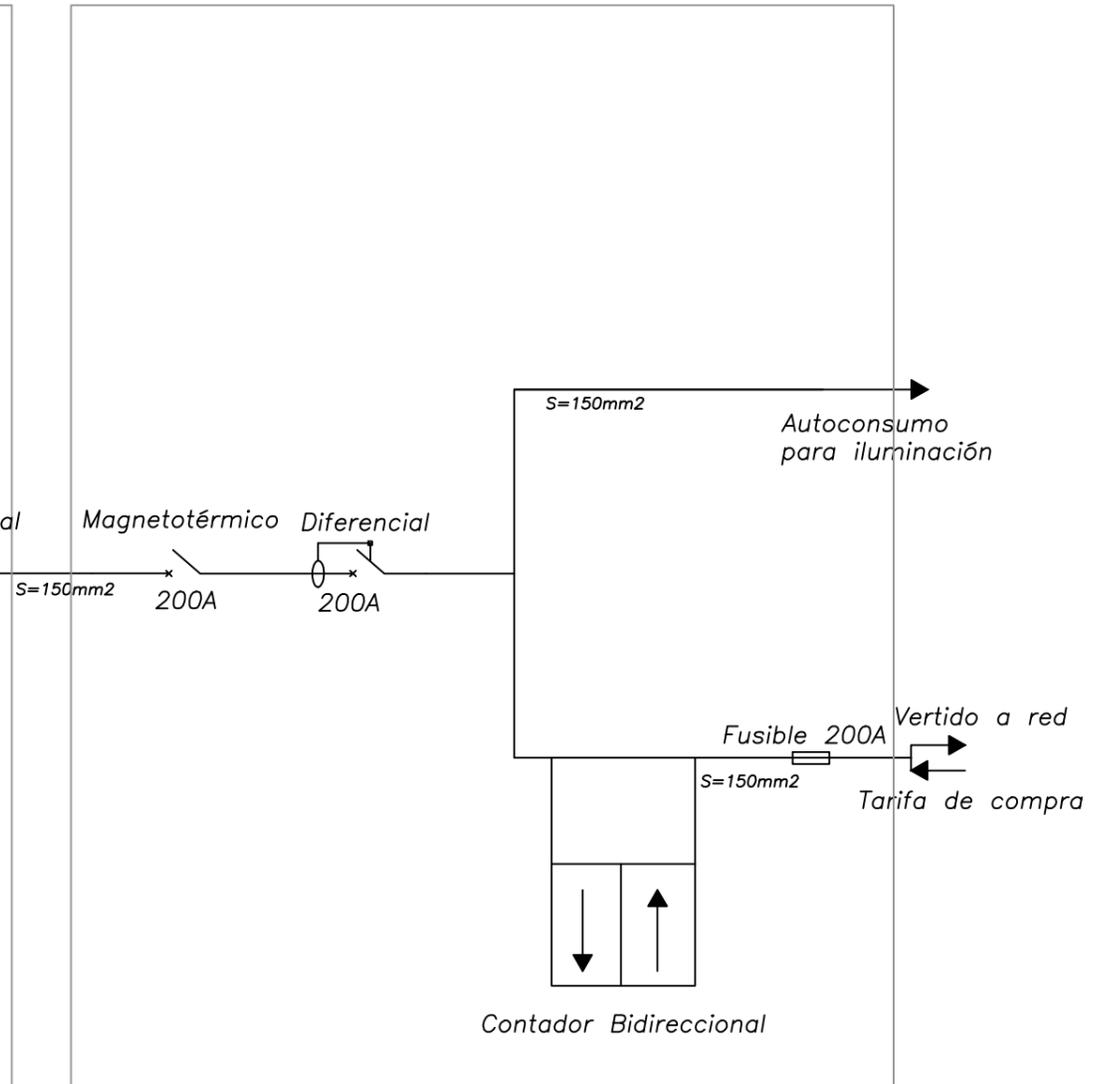
# Cuadro AC

## Inversor

100kW  
125kWp



# Caja medida



Observaciones:		Título: Plano eléctrico instalación		Plano nº: 30
Escala		Un. dim. mm	Dirigido por: Terrado Blanco, Lorena	Hoja nº:
-				Fecha: 04/2017
				Fecha:

# PLIEGO DE CONDICIONES



## ÍNDICE

<b>1. OBJETO</b>	<b>5</b>
<b>2. GENERALIDADES</b>	<b>5</b>
<b>3. DEFINICIONES</b>	<b>7</b>
3.1. Radiación solar	7
3.2. Instalación	7
3.3. Módulos	8
3.4. Integración arquitectónica	9
<b>4. DISEÑO</b>	<b>9</b>
4.1. Diseño del generador fotovoltaico	9
4.1.1. Generalidades	9
4.1.2. Orientación e inclinación y sombras	10
4.2. Diseño del sistema de monitorización	10
4.3. Integración arquitectónica	11
<b>5. COMPONENTES Y MATERIALES</b>	<b>11</b>
5.1. Generalidades	11
5.2. Sistemas generadores fotovoltaicos	12
5.3. Estructura soporte	13
5.4. Inversores	15
5.5. Cableado	17
5.6. Conexión a red	17
5.7. Medidas	17
5.8. Protecciones	17
5.9. Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas	17
5.10. Armónicos y compatibilidad electromagnética	18
5.11. Medidas de seguridad	18
<b>6. RECEPCIÓN Y PRUEBAS</b>	<b>19</b>
<b>7. CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA</b>	<b>20</b>
<b>8. REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DEL CONTRATO DE MANTENIMIENTO</b>	<b>21</b>
8.1. Generalidades	21
8.2. Programa de mantenimiento	21

<b>8.3. Garantías</b>	<b>23</b>
<b><i>ANEXO I: Mediada de la potencia instalada de una central fotovoltaica conectada a la red eléctrica.</i></b>	<b>25</b>
<b>1. Introducción</b>	<b>25</b>
<b>2. Procedimiento de medida</b>	<b>25</b>
<b><i>ANEXO II: Cálculo de las pérdidas por orientación e inclinación del generador distinta de la óptima.</i></b>	<b>29</b>
<b>1. Introducción</b>	<b>29</b>
<b>2. Procedimiento</b>	<b>30</b>
<b>3. Ejemplo de cálculo</b>	<b>30</b>
<b><i>ANEXO III: Cálculo de las pérdidas de radiación solar por sombras.</i></b>	<b>33</b>
<b>1. Objeto</b>	<b>33</b>
<b>2. Descripción del método</b>	<b>33</b>
<b>3. Tablas de referencia</b>	<b>35</b>
<b>4. Ejemplo</b>	<b>37</b>
<b>5. Distancia mínima entre filas de módulos</b>	<b>38</b>

Esta documentación, elaborada por el Departamento de Energía Solar del IDAE y CENSOLAR, es una revisión del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red editado por primera vez en el año 2002, con la colaboración del Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid y el Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT. Su finalidad es establecer las condiciones técnicas que deben tomarse en consideración en las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a la red eléctrica de distribución.

## **1. OBJETO**

- 1.1.** Fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red que se realicen en el ámbito de actuación del IDEA (proyectos, líneas de apoyo, etc.). Pretende servir de guía para instaladores y fabricantes de equipos, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología.
- 1.2.** Valorar la calidad final de la instalación en cuanto a su rendimiento, producción e integración.
- 1.3.** El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas (en lo que sigue, PCT) se extiende a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones.
- 1.4.** En determinados supuestos, para los proyectos se podrán adoptar, por la propia naturaleza de los mismos o del desarrollo tecnológico, soluciones diferentes a las exigidas en este PCT, siempre que quede suficientemente justificada su necesidad y que no impliquen una disminución

## **2. GENERALIDADES**

- 2.1.** Este Pliego es de aplicación a las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de distribución. Quedan excluidas expresamente las instalaciones aisladas de la red.
- 2.2.** Podrá, asimismo, servir como guía técnica para otras aplicaciones especiales, las cuales deberán cumplir los requisitos de seguridad, calidad y durabilidad establecidos. En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las características de estas aplicaciones.
- 2.3.** En todo caso serán de aplicación todas las normativas que afecten a instalaciones solares fotovoltaicas, y en particular las siguientes:
  - Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
  - Norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.

## PLIEGO DE CONDICIONES

- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (B.O.E. de 18-9-2002).
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

### **3. DEFINICIONES**

#### **3.1. Radiación solar**

##### **3.1.1. Radiación Solar**

Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

##### **3.1.2. Irradiancia**

Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie Se mide en kW/m<sup>2</sup>.

##### **3.1.3. Irradiación**

Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en kWh/m<sup>2</sup>, o bien en MJ/m<sup>2</sup>.

#### **3.2. Instalación**

##### **3.2.1. Instalaciones fotovoltaicas**

Aquellas que disponen de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica sin ningún paso intermedio.

##### **3.2.2. Instalaciones fotovoltaicas interconectadas**

Aquellas que disponen de conexión física con las redes de transporte o distribución de energía eléctrica del sistema, ya sea directamente o a través de la red de un consumidor.

##### **3.2.3. Línea y punto de conexión y medida**

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

##### **3.2.4. Interruptor automático de la interconexión**

Dispositivo de corte automático sobre el cual actúan las protecciones de interconexión.

##### **3.2.5. Interruptor general**

Dispositivo de seguridad y maniobra que permite separar la instalación fotovoltaica de la red de la empresa distribuidora.

##### **3.2.6. Generador fotovoltaico**

Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

##### **3.2.7. Rama fotovoltaica**

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

## PLIEGO DE CONDICIONES

### 3.2.8. Inversor

Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna.

### 3.2.9. Potencia nominal del generador

Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.

### 3.2.10. Potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal

Suma de la potencia nominal de los inversores (la especificada por el fabricante) que intervienen en las tres fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento.

## **3.3. Módulos**

### 3.3.1. Célula solar o fotovoltaica

Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.

### 3.3.2. Célula de tecnología equivalente (CTE)

Célula solar encapsulada de forma independiente, cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forman la instalación.

### 3.3.3. Módulo o panel fotovoltaico

Conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

### 3.3.4. Condiciones Estándar de Medida (CEM)

Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas del modo siguiente:

– Irradiancia solar:  $1000 \text{ W/m}^2$

– Distribución espectral: AM 1,5 G

– Temperatura de célula:  $25 \text{ }^\circ\text{C}$

### 3.3.5. Potencia pico

Potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.

### 3.3.6. TONC

Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de  $800 \text{ W/m}^2$  con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de  $20 \text{ }^\circ\text{C}$  y la velocidad del viento, de  $1 \text{ m/s}$ .

### **3.4. Integración arquitectónica**

Según los casos, se aplicarán las denominaciones siguientes:

- 3.4.1. Integración arquitectónica de módulos fotovoltaicos  
Cuando los módulos fotovoltaicos cumplen una doble función, energética y arquitectónica (revestimiento, cerramiento o sombreado) y, además, sustituyen a elementos constructivos convencionales.
- 3.4.2. Revestimiento  
Cuando los módulos fotovoltaicos constituyen parte de la envolvente de una construcción arquitectónica.
- 3.4.3. Cerramiento  
Cuando los módulos constituyen el tejado o la fachada de la construcción arquitectónica, debiendo garantizar la debida estanquidad y aislamiento térmico.
- 3.4.4. Elementos de sombreado  
Cuando los módulos fotovoltaicos protegen a la construcción arquitectónica de la sobrecarga térmica causada por los rayos solares, proporcionando sombras en el tejado o en la fachada.
- 3.4.5. La colocación de módulos fotovoltaicos paralelos a la envolvente del edificio sin la doble funcionalidad definida en 3.4.1, se denominará superposición y no se considerará integración arquitectónica. No se aceptarán, dentro del concepto de superposición, módulos horizontales.

## **4. DISEÑO**

### **4.1. Diseño del generador fotovoltaico**

#### **4.1.1. Generalidades**

4.1.1.1. El módulo fotovoltaico seleccionado cumplirá las especificaciones del apartado 5.2.

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

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

#### **4.1.2. Orientación e inclinación y sombras**

- 4.1.2.1. La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites de la tabla I. Se considerarán tres casos: general, superposición de módulos e integración arquitectónica, según se define en el apartado 3.4. En todos los casos han de cumplirse tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos.
- 4.1.2.2. Cuando, por razones justificadas, y en casos especiales en los que no se puedan instalar de acuerdo con el apartado 4.1.2.1, se evaluará la reducción en las prestaciones energéticas de la instalación, incluyéndose en la Memoria del Proyecto.
- 4.1.2.3. En todos los casos deberán evaluarse las pérdidas por orientación e inclinación del generador y sombras. En los anexos II y III se proponen métodos para el cálculo de estas pérdidas, que podrán ser utilizados para su verificación.
- 4.1.2.4. Cuando existan varias filas de módulos, el cálculo de la distancia mínima entre ellas se realizará de acuerdo al anexo III.

#### **4.2. Diseño del sistema de monitorización**

- 4.2.1. El sistema de monitorización proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:
- Voltaje y corriente CC a la entrada del inversor.
  - Voltaje de fase/s en la red, potencia total de salida del inversor.
  - Radiación solar en el plano de los módulos, medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.
  - Temperatura ambiente en la sombra.
  - Potencia reactiva de salida del inversor para instalaciones mayores de 5 kWp.
  - Temperatura de los módulos en integración arquitectónica y, siempre que sea posible, en potencias mayores de 5 kW.
- 4.2.2. Los datos se presentarán en forma de medias horarias. Los tiempos de adquisición, la precisión de las medidas y el formato de presentación se hará conforme al documento del JRC-Ispra "Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants -Document A", Report EUR16338 EN.
- 4.2.3. El sistema de monitorización será fácilmente accesible para el usuario.

### **4.3. Integración arquitectónica**

- 4.3.1. En el caso de pretender realizar una instalación integrada desde el punto de vista arquitectónico según lo estipulado en el punto 3.4, la Memoria de Diseño o Proyecto especificarán las condiciones de la construcción y de la instalación, y la descripción y justificación de las soluciones elegidas.
- 4.3.2. Las condiciones de la construcción se refieren al estudio de características urbanísticas, implicaciones en el diseño, actuaciones sobre la construcción, necesidad de realizar obras de reforma o ampliación, verificaciones estructurales, etc. que, desde el punto de vista del profesional competente en la edificación, requerirían su intervención.
- 4.3.3. Las condiciones de la instalación se refieren al impacto visual, la modificación de las condiciones de funcionamiento del edificio, la necesidad de habilitar nuevos espacios o ampliar el volumen construido, efectos sobre la estructura, etc.

## **5. COMPONENTES Y MATERIALES**

### **5.1. Generalidades**

- 5.1.1. Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento de clase 2 y un grado de protección mínimo de IP65.
- 5.1.2. La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.
- 5.1.3. El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.
- 5.1.4. Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.
- 5.1.5. Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.
- 5.1.6. Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.

5.1.7. En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes.

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

## **5.2. Sistemas generadores fotovoltaicos**

5.2.1. Los módulos fotovoltaicos deberán incorporar el marcado CE, según la Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión. Además, deberán cumplir la norma UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos. Adicionalmente, en función de la tecnología del módulo, éste deberá satisfacer las siguientes normas:

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

Los módulos que se encuentren integrados en la edificación, aparte de que deben cumplir la normativa indicada anteriormente, además deberán cumplir con lo previsto aproximación de las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas de los Estados miembros sobre los productos de construcción.

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

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

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

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

## PLIEGO DE CONDICIONES

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

### **5.3. Estructura soporte**

- 5.3.1. Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado en el Código Técnico de la Edificación respecto a seguridad.
- 5.3.2. La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la edificación y demás normativa de aplicación.
- 5.3.3. El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.
- 5.3.4. Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.

## PLIEGO DE CONDICIONES

- 5.3.5. El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.
- 5.3.6. La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.
- 5.3.7. La tornillería será realizada en acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.
- 5.3.8. Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.
- 5.3.9. En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustará a las exigencias vigentes en materia de edificación.
- 5.3.10. Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos, tanto sobre superficie plana (terrace) como integrados sobre tejado, cumpliendo lo especificado en el punto 4.1.2 sobre sombras. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.
- 5.3.11. La estructura soporte será calculada según la normativa vigente para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.
- 5.3.12. Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirán las normas UNE-EN 10219-1 y UNE-EN 10219-2 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.
- 5.3.13. Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE-EN ISO 14713 (partes 1, 2 y 3) y UNE-EN ISO 10684 y los espesores cumplirán con los mínimos exigibles en la norma UNE-EN ISO 1461.
- 5.3.14. En el caso de utilizarse seguidores solares, estos incorporarán el marcado CE y cumplirán lo previsto en la Directiva 98/37/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de junio de 1998, relativa a la aproximación de legislaciones de los Estados miembros sobre máquinas, y su normativa de desarrollo, así como la Directiva 2006/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de mayo de 2006 relativa a las máquinas.

#### **5.4. Inversores**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

## PLIEGO DE CONDICIONES

- 5.4.6. Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:
- 5.4.6.1. El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superior a las CEM. Además soportará picos de un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.
  - 5.4.6.2. El rendimiento de potencia del inversor (cociente entre la potencia activa de salida y la potencia activa de entrada), para una potencia de salida en corriente alterna igual al 50 % y al 100% de la potencia nominal, será como mínimo del 92% y del 94% respectivamente. El cálculo del rendimiento se realizará de acuerdo con la norma UNE-EN 6168: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
  - 5.4.6.3. El autoconsumo de los equipos (pérdidas en “vacío”) en “stand-by” o modo nocturno deberá ser inferior al 2 % de su potencia nominal de salida.
  - 5.4.6.4. El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.
  - 5.4.6.5. A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.
  - 5.4.7. Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.
  - 5.4.8. Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.
  - 5.4.9. Los inversores para instalaciones fotovoltaicas estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 3 años.

### **5.5. Cableado**

- 5.5.1. Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.
- 5.5.2. Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %.
- 5.5.3. El cable deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.
- 5.5.4. Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

### **5.6. Conexión a red**

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

### **5.7. Medidas**

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

### **5.8. Protecciones**

- 5.8.1. Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- 5.8.2. En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 Hz y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Um y 0,85 Um respectivamente) serán para cada fase.

### **5.9. Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas**

- 5.9.1. Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- 5.9.2. Cuando el aislamiento galvánico entre la red de distribución de baja tensión y el generador fotovoltaico no se realice mediante un transformador de aislamiento, se explicarán en la Memoria de Diseño o Proyecto los elementos utilizados para garantizar esta condición.

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

#### **5.10. Armónicos y compatibilidad electromagnética**

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

#### **5.11. Medidas de seguridad**

- 5.11.1. Las centrales fotovoltaicas, independientemente de la tensión a la que estén conectadas a la red, estarán equipadas con un sistema de protecciones que garantice su desconexión en caso de un fallo en la red o fallos internos en la instalación de la propia central, de manera que no perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas, tanto en la explotación normal como durante el incidente.
- 5.11.2. La central fotovoltaica debe evitar el funcionamiento no intencionado en isla con parte de la red de distribución, en el caso de desconexión de la red general. La protección anti-isla deberá detectar la desconexión de red en un tiempo acorde con los criterios de protección de la red de distribución a la que se conecta, o en el tiempo máximo fijado por la normativa o especificaciones técnicas correspondientes. El sistema utilizado debe funcionar correctamente en paralelo con otras centrales eléctricas con la misma o distinta tecnología, y alimentando las cargas habituales en la red, tales como motores.
- 5.11.3. Todas las centrales fotovoltaicas con una potencia mayor de 1 MW estarán dotadas de un sistema de teledesconexión y un sistema de teled medida. La función del sistema de teledesconexión es actuar sobre el elemento de conexión de la central eléctrica con la red de distribución para permitir la desconexión remota de la planta en los casos en que los requisitos de seguridad así lo recomienden. Los sistemas de teledesconexión y teled medida serán compatibles con la red de distribución a la que se conecta la central fotovoltaica, pudiendo utilizarse en baja tensión los sistemas de telegestión incluidos en los equipos de medida previstos por la legislación vigente.
- 5.11.4. Las centrales fotovoltaicas deberán estar dotadas de los medios necesarios para admitir un reenganche de la red de distribución sin que se produzcan daños. Asimismo, no producirán sobretensiones que puedan causar daños en otros equipos, incluso en el transitorio de paso a isla, con cargas bajas o sin carga. Igualmente, los equipos instalados deberán cumplir los límites de emisión de perturbaciones indicados en las normas nacionales e internacionales de compatibilidad electromagnética.

## **6. RECEPCIÓN Y PRUEBAS**

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

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

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

6.3.1. Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.

6.3.2. Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.

6.3.3. Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.

6.3.4. Determinación de la potencia instalada, de acuerdo con el procedimiento descrito en el anexo I.

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

6.4.1. Entrega de toda la documentación requerida en este PCT, y como mínimo la recogida en la norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.

6.4.2. Retirada de obra de todo el material sobrante.

6.4.3. Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

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

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

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

## **7. CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA**

- 7.1.** En la Memoria se incluirán las producciones mensuales máximas teóricas en función de la irradiancia, la potencia instalada y el rendimiento de la instalación.
- 7.2.** Los datos de entrada que deberá aportar el instalador son los siguientes:
- 7.2.1.  $G_{dm}(0)$ . Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal, en kWh/(m<sup>2</sup>·día), obtenido a partir de alguna de las siguientes fuentes:
- Agencia Estatal de Meteorología.
  - Organismo autonómico oficial.
  - Otras fuentes de datos de reconocida solvencia, o las expresamente señaladas por el IDAE.
- 7.2.2.  $G_{dm}(\alpha, \beta)$ . Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/(m<sup>2</sup>·día), obtenido a partir del anterior, y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado en caso de ser éstas superiores a un 10 % anual (ver anexo III). El parámetro  $\alpha$  representa el azimut y  $\beta$  la inclinación del generador, tal y como se definen en el anexo II.
- 7.2.3. Rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”, PR. Eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, que tiene en cuenta:
- La dependencia de la eficiencia con la temperatura.
  - La eficiencia del cableado.
  - Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad.
  - Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.
  - La eficiencia energética del inversor.
  - Otros.
- 7.2.4. La estimación de la energía inyectada se realizará de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) P_{mp} PR}{G_{CEM}} \text{ kWh/día}$$

Donde:

$P_{mp}$  = Potencia pico del generador

$G_{CEM} = 1 \text{ kW/m}^2$

**7.3.** Los datos se presentarán en una tabla con los valores medios mensuales y el promedio anual, de acuerdo con el siguiente ejemplo:

Mes	$G_{dm}(0)$ [kWh/(m <sup>2</sup> ·día)]	$G_{dm}(\alpha=0^\circ, \beta=35^\circ)$ [kWh/(m <sup>2</sup> ·día)]	PR	$E_p$ (kWh/día)
Enero	1,92	3,12	0,851	2,65
Febrero	2,52	3,56	0,844	3,00
Marzo	4,22	5,27	0,801	4,26
Abril	5,39	5,68	0,802	4,55
Mayo	6,16	5,63	0,796	4,48
Junio	7,12	6,21	0,768	4,76
Julio	7,48	6,67	0,753	5,03
Agosto	6,60	6,51	0,757	4,93
Septiembre	5,28	6,10	0,769	4,69
Octubre	3,51	4,73	0,807	3,82
Noviembre	2,09	3,16	0,837	2,64
Diciembre	1,67	2,78	0,850	2,36
Promedio	4,51	4,96	0,803	3,94

Tabla 55: Generador  $P_{mp}=1\text{kWp}$ , inclinado  $35^\circ(\beta=35^\circ)$  y orientado al sur ( $\alpha=0^\circ$ )

## 8. REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DEL CONTRATO DE MANTENIMIENTO

### 8.1. Generalidades

- 8.1.1. Se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de al menos tres años.
- 8.1.2. El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá todos los elementos de la misma, con las labores de mantenimiento preventivo aconsejados por los diferentes fabricantes.

### 8.2. Programa de mantenimiento

- 8.2.1. El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red.
- 8.2.2. Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:
- Mantenimiento preventivo.
  - Mantenimiento correctivo.

## PLIEGO DE CONDICIONES

- 8.2.3. Plan de mantenimiento preventivo: operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la misma.
- 8.2.4. Plan de mantenimiento correctivo: todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye: La visita a la instalación en los plazos indicados en el punto 8.3.5.2 y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma.
- El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.
  - Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento.
- Podrán no estar incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.
- 8.2.5. El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.
- 8.2.6. El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá, al menos, una visita (anual para el caso de instalaciones de potencia de hasta 100kWp y semestral para el resto) en la que se realizarán las siguientes actividades:
- Comprobación de las protecciones eléctricas.
  - Comprobación del estado de los módulos: comprobación de la situación respecto al proyecto original y verificación del estado de las conexiones.
  - Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.
  - Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornes), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.
- 8.2.7. Realización de un informe técnico de cada una de las visitas, en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas.
- 8.2.8. Registro de las operaciones de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación y autorización de la empresa).

### **8.3. Garantías**

#### **8.3.1. Ámbito general de la garantía.**

8.3.1.1. Sin perjuicio de cualquier posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

8.3.1.2. La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la certificación de la instalación.

#### **8.3.2. Plazos**

8.3.2.1. El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía mínima será de 10 años.

8.3.2.2. Si hubiera de interrumpirse la explotación del suministro debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que el suministrador haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

#### **8.3.3. Condiciones económicas**

8.3.3.1. La garantía comprende la reparación o reposición, en su caso, de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra empleada en la reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.

8.3.3.2. Quedan expresamente incluidos todos los demás gastos, tales como tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.

8.3.3.3. Asimismo, se deben incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

8.3.3.4. Si en un plazo razonable el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

**8.3.4. Anulación de la garantía**

8.3.4.1. La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador, salvo lo indicado en el punto 8.3.3.4.

**8.3.5. Lugar y tiempo de la presentación**

8.3.5.1. Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente, lo comunicará fehacientemente al fabricante.

8.3.5.2. El suministrador atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de una semana y la resolución de la avería se realizará en un tiempo máximo de 10 días, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas.

8.3.5.3. Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.

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

## **ANEXO I: Medida de la potencia instalada de una central fotovoltaica conectada a la red eléctrica.**

### **1. Introducción**

- 1.1. Definimos la potencia instalada en corriente alterna (CA) de una central fotovoltaica (FV) conectada a la red, como la potencia de corriente alterna a la entrada de la red eléctrica para un campo fotovoltaico con todos sus módulos en un mismo plano y que opera, sin sombras, a las condiciones estándar de medida (CEM).
- 1.2. La potencia instalada en CA de una central fotovoltaica puede obtenerse utilizando instrumentos de medida y procedimientos adecuados de corrección de unas condiciones de operación bajo unos determinados valores de irradiancia solar y temperatura a otras condiciones de operación diferentes. Cuando esto no es posible, puede estimarse la potencia instalada utilizando datos de catálogo y de la instalación, y realizando algunas medidas sencillas con una célula solar calibrada, un termómetro, un voltímetro y una pinza amperimétrica. Si tampoco se dispone de esta instrumentación, puede usarse el propio contador de energía. En este mismo orden, el error de la estimación de la potencia instalada será cada vez mayor.

### **2. Procedimiento de medida**

2.1. Se describe a continuación el equipo mínimo necesario para calcular la potencia instalada:

- 1 célula solar calibrada de tecnología equivalente.
- 1 termómetro de temperatura ambiente.
- 1 multímetro de corriente continua (CC) y corriente alterna (CA).
- 1 pinza amperimétrica de CC y CA.

2.2. El propio inversor actuará de carga del campo fotovoltaico en el punto de máxima potencia.

2.3. Las medidas se realizarán en un día despejado, en un margen de  $\pm 2$  horas alrededor del mediodía solar.

2.4. Se realizará la medida con el inversor encendido para que el punto de operación sea el punto de máxima potencia.

2.5. Se medirá con la pinza amperimétrica la intensidad de CC de entrada al inversor y con un multímetro la tensión de CC en el mismo punto. Su producto es  $P_{cc,inv}$ .

2.6. El valor así obtenido se corrige con la temperatura y la irradiancia usando las ecuaciones (2) y (3).

2.7. La temperatura ambiente se mide con un termómetro situado a la sombra, en una zona próxima a los módulos FV. La irradiancia se mide con la célula (CTE) situada junto a los módulos y en su mismo plano.

2.8. Finalmente, se corrige esta potencia con las pérdidas.

2.9. Ecuaciones:

$$P_{cc,inv} = P_{cc,fov}(1 - L_{cab}) \quad (1)$$

$$P_{cc,fov} = P_0 R_{to,var} [1 - g(Tc - 25)] \frac{E}{1000} \quad (2)$$

$$Tc = Tamb + (TONC - 20) \frac{E}{800} \quad (3)$$

Donde:

$P_{cc,fov}$ : Potencia de CC inmediatamente a la salida de los paneles FV, en W.

$L_{cab}$ : Pérdidas de potencia en los cableados de CC entre los paneles FV y la entrada del inversor, incluyendo, además, las pérdidas en fusibles, conmutadores, conexiones, diodos antiparalelo si hay, etc.

E: Irradiancia solar, en W/m<sup>2</sup>, medida con la CTE calibrada.

g: Coeficiente de temperatura de la potencia, en 1/°C

Tc: Temperatura de las células solares, en °C.

Tamb: Temperatura ambiente en la sombra, en °C, medida con el termómetro.

TONC: Temperatura de operación nominal del módulo.

Po: Potencia nominal del generador en CEM, en W.

$R_{to,var}$ : Rendimiento, que incluye los porcentajes de pérdidas debidas a que los módulos fotovoltaicos operan, normalmente, en condiciones diferentes de las CEM.

$L_{tem}$ : Pérdidas medias anuales por temperatura. En la ecuación (2) puede sustituirse el término  $[1 - g(Tc - 25)]$  por  $(1 - L_{tem})$ .

$$R_{to,var} = (1 - L_{pol})(1 - L_{dis})(1 - L_{ref}) \quad (4)$$

Donde:

$L_{pol}$  : Pérdidas de potencia debidas al polvo sobre los módulos FV.

$L_{dis}$  : Pérdidas de potencia por dispersión de parámetros entre módulos.

$L_{ref}$  : Pérdidas de potencia por reflectancia angular espectral, cuando se utiliza un piranómetro como referencia de medidas. Si se utiliza una célula de tecnología equivalente (CTE), el término  $L_{ref}$  es cero.

2.10. Se indican a continuación los valores de los distintos coeficientes:

2.10.1. Todos los valores indicados pueden obtenerse de las medidas directas. Si no es posible realizar medidas, pueden obtenerse, parte de ellos, de los catálogos de características técnicas de los fabricantes.

2.10.2. Cuando no se dispone de otra información más precisa pueden usarse los valores indicados en la tabla 62.

<i>Parámetro</i>	<i>Valor estimado, media anual</i>	<i>Valor estimado, día despejado (*)</i>	<i>Ver observación</i>
$L_{cab}$	0,02	0,02	(1)
$g$ (1/°C)	–	0,0035 (**)	–
TONC (°C)	–	45	–
$L_{tem}$	0,08	–	(2)
$L_{pol}$	0,03	–	(3)
$L_{dis}$	0,02	0,02	–
$L_{ref}$	0,03	0,01	(4)

(\*) Al mediodía solar  $\pm 2$  h de un día despejado. (\*\*) Válido para silicio cristalino.

Tabla 56: Coeficientes

Observaciones:

Las pérdidas principales de cableado pueden calcularse conociendo la sección de los cables y su longitud, por la ecuación:

$$L_{cab} = RI^2 \quad (5)$$

$$R = 0,000002 L/S \quad (6)$$

R es el valor de la resistencia eléctrica de todos los cables, en ohmios.

L es la longitud de todos los cables (sumando la ida y el retorno), en cm.

S es la sección de cada cable, en cm<sup>2</sup>.

Normalmente, las pérdidas en conmutadores, fusibles y diodos son muy pequeñas y no es necesario considerarlas. Las caídas en el cableado pueden ser muy importantes cuando son largos y se opera a baja tensión en CC. Las pérdidas por cableado en % suelen ser inferiores en plantas de gran potencia que en plantas de pequeña potencia. En nuestro caso, de acuerdo con las especificaciones, el valor máximo admisible para la parte CC es 1,5 %, siendo recomendable no superar el 0,5 %.

## PLIEGO DE CONDICIONES

- (1) Las pérdidas por temperatura dependen de la diferencia de temperatura en los módulos y los 25 °C de las CEM, del tipo de célula y encapsulado y del viento. Si los módulos están convenientemente aireados por detrás, esta diferencia es del orden de 30 °C sobre la temperatura ambiente, para una irradiancia de 1000W/m<sup>2</sup>. Para el caso de integración de edificios donde los módulos no están separados de las paredes o tejados, esta diferencia se podrá incrementar entre 5 °C y 15 °C.
- (2) Las pérdidas por polvo en un día determinado pueden ser del 0 % al día siguiente de un día de lluvia y llegar al 8 % cuando los módulos se "ven muy sucios". Estas pérdidas dependen de la inclinación de los módulos, cercanías a carreteras, etc. Una causa importante de pérdidas ocurre cuando los módulos FV que tienen marco tienen células solares muy próximas al marco situado en la parte inferior del módulo. Otras veces son las estructuras soporte que sobresalen de los módulos y actúan como retenes del polvo.
- (3) Las pérdidas por reflectancia angular y espectral pueden despreciarse cuando se mide el campo FV al mediodía solar ( $\pm 2$  h) y también cuando se mide la radiación solar con una célula calibrada de tecnología equivalente (CTE) al módulo FV. Las pérdidas anuales son mayores en células con capas antirreflexivas que en células texturizadas. Son mayores en invierno que en verano. También son mayores en localidades de mayor latitud. Pueden oscilar a lo largo de un día entre 2 % y 6 %.

## ANEXO II: Cálculo de las pérdidas por orientación e inclinación del generador distinta de la óptima.

### 1. Introducción

1.1. El objeto de este anexo es determinar los límites en la orientación e inclinación de los módulos de acuerdo a las pérdidas máximas permisibles por este concepto en el PCT.

1.2. Las pérdidas por este concepto se calcularán en función de:

- Ángulo de inclinación  $\beta$ , definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal (figura 26). Su valor es  $0^\circ$  para módulos horizontales y  $90^\circ$  para verticales.
- Ángulo de azimut  $\alpha$ , definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar (figura 26). Su valor es  $0^\circ$  para módulos orientados al Sur,  $-90^\circ$  para módulos orientados al Este y  $+90^\circ$  para módulos orientados al Oeste.

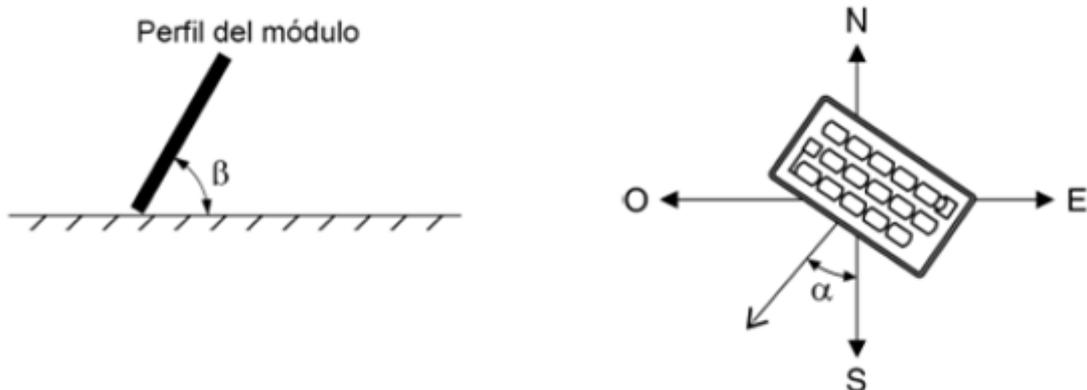


Figura 16 y 17: Inclinación y orientación de los módulos fotovoltaicos

## 2. Procedimiento

2.1. Habiendo determinado el ángulo de azimut del generador, se calcularán los límites de inclinación aceptables de acuerdo a las pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima establecidas en el PCT. Para ello se utilizará la figura 27, válida para una latitud, N, de 41°, de la siguiente forma:

- Conocido el azimut, determinamos en la figura 27 los límites para la inclinación en el caso de N = 41°. Para el caso general, las pérdidas máximas por este concepto son del 10 %; para superposición, del 20 %, y para integración arquitectónica del 40 %. Los puntos de intersección del límite de pérdidas con la recta de azimut nos proporcionan los valores de inclinación máxima y mínima.
- Si no hay intersección entre ambas, las pérdidas son superiores a las permitidas y la instalación estará fuera de los límites. Si ambas curvas se intersectan, se obtienen los valores para latitud N = 41° y se corrigen de acuerdo al apartado 2.2.

2.2. Se corregirán los límites de inclinación aceptables en función de la diferencia entre la latitud del lugar en cuestión y la de 41°, de acuerdo a las siguientes fórmulas:

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

$$\text{Inclinación mínima} = \text{Inclinación } (\varphi = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud}), \text{ siendo } 0^\circ \text{ su valor mínimo.}$$

2.3. En casos cerca del límite, y como instrumento de verificación, se utilizará la siguiente fórmula:

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \times [1,2 \times 10^{-4} (\beta - \varphi + 10)^2 + 3,5 \times 10^{-5} \alpha^2] \text{ para } 15^\circ < \beta < 90^\circ$$

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \times [1,2 \times 10^{-4} (\beta - \varphi + 10)^2] \text{ para } \beta \leq 15^\circ$$

[Nota:  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\varphi$  se expresan en grados, siendo  $\varphi$  la latitud del lugar].

## 3. Ejemplo de cálculo

Supongamos que se trata de evaluar si las pérdidas por orientación e inclinación del generador están dentro de los límites permitidos para una instalación fotovoltaica en un tejado orientado 15° hacia el Oeste (azimut = +15°) y con una inclinación de 40° respecto a la horizontal, para una localidad situada en el Archipiélago Canario cuya latitud es de 29°.

3.1. Conocido el azimut, cuyo valor es +15°, determinamos en la figura 3 los límites para la inclinación para el caso de  $\varphi = 41^\circ$ . Los puntos de intersección del límite de pérdidas del 10% (borde exterior de la región 90 %-95 %), máximo para el caso general, con la recta de azimut 15° nos proporcionan los valores (ver figura 27):

$$\text{Inclinación máxima} = 60^\circ \quad \text{Inclinación mínima} = 7^\circ$$

3.2. Corregimos para la latitud del lugar: Inclinación máxima =  $60^\circ - (41^\circ - 29^\circ) = 48^\circ$   
 Inclinación mínima =  $7^\circ - (41^\circ - 29^\circ) = -5^\circ$ , que está fuera de rango y se toma, por lo tanto, inclinación mínima = 0°. 3.3 Por tanto, esta instalación, de inclinación 40°, cumple los requisitos de pérdidas por orientación e inclinación.

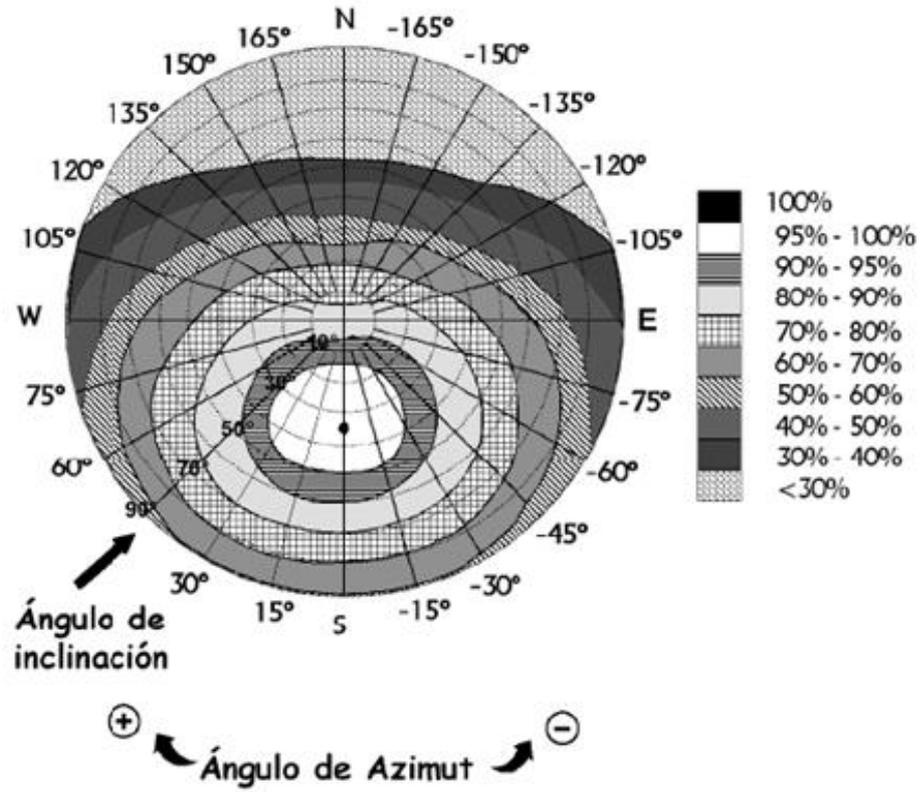


Figura 18: Ángulo de Azimut

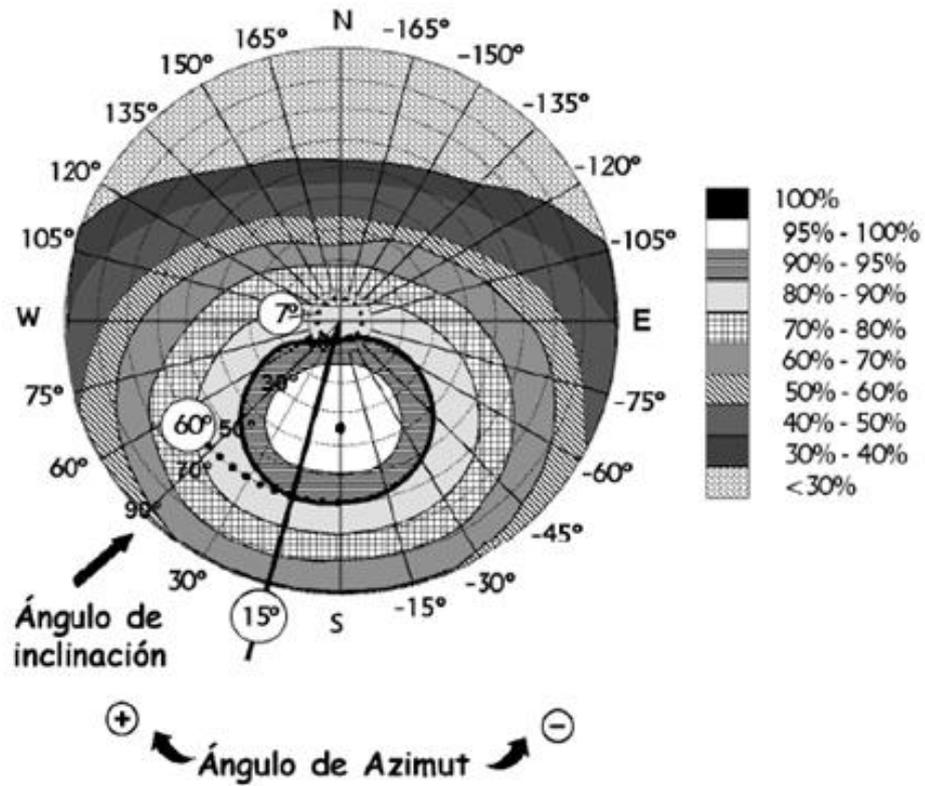


Figura 18: Ángulo de azimut



## **ANEXO III: Cálculo de las pérdidas de radiación solar por sombras.**

### **1. Objeto**

El presente anexo describe un método de cálculo de las pérdidas de radiación solar que experimenta una superficie debidas a sombras circundantes. Tales pérdidas se expresan como porcentaje de la radiación solar global que incidiría sobre la mencionada superficie de no existir sombra alguna.

### **2. Descripción del método**

El procedimiento consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias del Sol. Los pasos a seguir son los siguientes:

#### 2.1. Obtención del perfil de obstáculos

Localización de los principales obstáculos que afectan a la superficie, en términos de sus coordenadas de posición azimuth (ángulo de desviación con respecto a la dirección Sur) y elevación (ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal). Para ello puede utilizarse un teodolito.

##### 2.1.1. Representación del perfil de obstáculos

Representación del perfil de obstáculos en el diagrama de la figura 28, en el que se muestra la banda de trayectorias del Sol a lo largo de todo el año, válido para localidades de la Península Ibérica y Baleares (para las Islas Canarias el diagrama debe desplazarse 12° en sentido vertical ascendente). Dicha banda se encuentra dividida en porciones, delimitadas por las horas solares (negativas antes del mediodía solar y positivas después de éste) e identificadas por una letra y un número (A1, A2,..., D14).

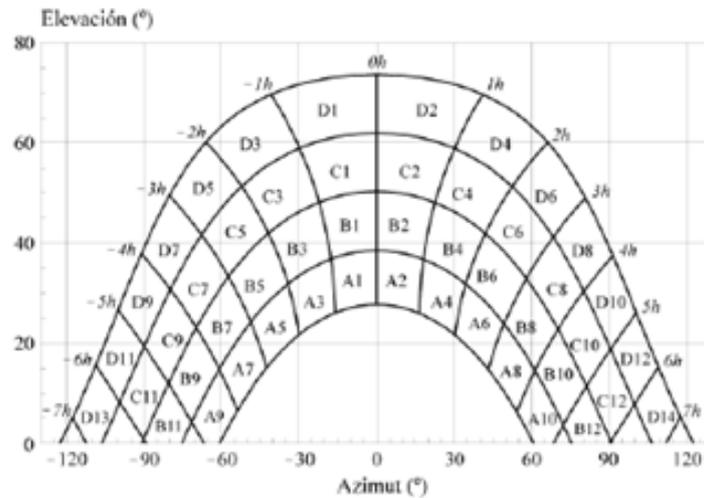


Figura 25: Diagrama de trayectorias del sol

2.1.2. Selección de la tabla de referencia para los cálculos Cada una de las porciones de la figura 28 representa el recorrido del Sol en un cierto período de tiempo (una hora a lo largo de varios días) y tiene, por tanto, una determinada contribución a la irradiación solar global anual que incide sobre la superficie de estudio. Así, el hecho de que un obstáculo cubra una de las porciones supone una cierta pérdida de irradiación, en particular aquella que resulte interceptada por el obstáculo. Deberá escogerse como referencia para el cálculo la tabla más adecuada de entre las que se incluyen en la sección 3 de este anexo.

2.2. Cálculo final.

La comparación del perfil de obstáculos con el diagrama de trayectorias del Sol permite calcular las pérdidas por sombreado de la irradiación solar global que incide sobre la superficie, a lo largo de todo el año. Para ello se han de sumar las contribuciones de aquellas porciones que resulten total o parcialmente ocultas por el perfil de obstáculos representado. En el caso de ocultación parcial se utilizará el factor de llenado (fracción oculta respecto del total de la porción) más próximo a los valores: 0,25, 0,50, 0,75 ó 1. La sección 4 muestra un ejemplo concreto de utilización del método descrito.

### 3. Tablas de referencia

Las tablas incluidas en esta sección se refieren a distintas superficies caracterizadas por sus ángulos de inclinación y orientación ( $\alpha$  y  $\beta$ , respectivamente).

Deberá escogerse aquella que resulte más parecida a la superficie de estudio. Los números que figuran en cada casilla se corresponden con el porcentaje de irradiación solar global anual que se perdería si la porción correspondiente (véase la figura 28) resultase interceptada por un obstáculo.

Tabla V-1

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,03
11	0,00	0,01	0,12	0,44
9	0,13	0,41	0,62	1,49
7	1,00	0,95	1,27	2,76
5	1,84	1,50	1,83	3,87
3	2,70	1,88	2,21	4,67
1	3,15	2,12	2,43	5,04
2	3,17	2,12	2,33	4,99
4	2,70	1,89	2,01	4,46
6	1,79	1,51	1,65	3,63
8	0,98	0,99	1,08	2,55
10	0,11	0,42	0,52	1,33
12	0,00	0,02	0,10	0,40
14	0,00	0,00	0,00	0,02

Tabla V-2

$\beta = 0^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,18
11	0,00	0,01	0,18	1,05
9	0,05	0,32	0,70	2,23
7	0,52	0,77	1,32	3,56
5	1,11	1,26	1,85	4,66
3	1,75	1,60	2,20	5,44
1	2,10	1,81	2,40	5,78
2	2,11	1,80	2,30	5,73
4	1,75	1,61	2,00	5,19
6	1,09	1,26	1,65	4,37
8	0,51	0,82	1,11	3,28
10	0,05	0,33	0,57	1,98
12	0,00	0,02	0,15	0,96
14	0,00	0,00	0,00	0,17

Tabla V-3

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,15
11	0,00	0,01	0,02	0,15
9	0,23	0,50	0,37	0,10
7	1,66	1,06	0,93	0,78
5	2,76	1,62	1,43	1,68
3	3,83	2,00	1,77	2,36
1	4,36	2,23	1,98	2,69
2	4,40	2,23	1,91	2,66
4	3,82	2,01	1,62	2,26
6	2,68	1,62	1,30	1,58
8	1,62	1,09	0,79	0,74
10	0,19	0,49	0,32	0,10
12	0,00	0,02	0,02	0,13
14	0,00	0,00	0,00	0,13

Tabla V-4

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 30^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,10
11	0,00	0,00	0,03	0,06
9	0,02	0,10	0,19	0,56
7	0,54	0,55	0,78	1,80
5	1,32	1,12	1,40	3,06
3	2,24	1,60	1,92	4,14
1	2,89	1,98	2,31	4,87
2	3,16	2,15	2,40	5,20
4	2,93	2,08	2,23	5,02
6	2,14	1,82	2,00	4,46
8	1,33	1,36	1,48	3,54
10	0,18	0,71	0,88	2,26
12	0,00	0,06	0,32	1,17
14	0,00	0,00	0,00	0,22

Tabla V-5

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 30^\circ$	A	B	C	D
13	0,10	0,00	0,00	0,33
11	0,06	0,01	0,15	0,51
9	0,56	0,06	0,14	0,43
7	1,80	0,04	0,07	0,31
5	3,06	0,55	0,22	0,11
3	4,14	1,16	0,87	0,67
1	4,87	1,73	1,49	1,86
2	5,20	2,15	1,88	2,79
4	5,02	2,34	2,02	3,29
6	4,46	2,28	2,05	3,36
8	3,54	1,92	1,71	2,98
10	2,26	1,19	1,19	2,12
12	1,17	0,12	0,53	1,22
14	0,22	0,00	0,00	0,24

Tabla V-6

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,14
11	0,00	0,00	0,08	0,16
9	0,02	0,04	0,04	0,02
7	0,02	0,13	0,31	1,02
5	0,64	0,68	0,97	2,39
3	1,55	1,24	1,59	3,70
1	2,35	1,74	2,12	4,73
2	2,85	2,05	2,38	5,40
4	2,86	2,14	2,37	5,53
6	2,24	2,00	2,27	5,25
8	1,51	1,61	1,81	4,49
10	0,23	0,94	1,20	3,18
12	0,00	0,09	0,52	1,96
14	0,00	0,00	0,00	0,55

Tabla V-7

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,43
11	0,00	0,01	0,27	0,78
9	0,09	0,21	0,33	0,76
7	0,21	0,18	0,27	0,70
5	0,10	0,11	0,21	0,52
3	0,45	0,03	0,05	0,25
1	1,73	0,80	0,62	0,55
2	2,91	1,56	1,42	2,26
4	3,59	2,13	1,97	3,60
6	3,35	2,43	2,37	4,45
8	2,67	2,35	2,28	4,65
10	0,47	1,64	1,82	3,95
12	0,00	0,19	0,97	2,93
14	0,00	0,00	0,00	1,00

Tabla V-8

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = -30^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,22
11	0,00	0,03	0,37	1,26
9	0,21	0,70	1,05	2,50
7	1,34	1,28	1,73	3,79
5	2,17	1,79	2,21	4,70
3	2,90	2,05	2,43	5,20
1	3,12	2,13	2,47	5,20
2	2,88	1,96	2,19	4,77
4	2,22	1,60	1,73	3,91
6	1,27	1,11	1,25	2,84
8	0,52	0,57	0,65	1,64
10	0,02	0,10	0,15	0,50
12	0,00	0,00	0,03	0,05
14	0,00	0,00	0,00	0,08

Tabla V-9

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = -30^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,24
11	0,00	0,05	0,60	1,28
9	0,43	1,17	1,38	2,30
7	2,42	1,82	1,98	3,15
5	3,43	2,24	2,24	3,51
3	4,12	2,29	2,18	3,38
1	4,05	2,11	1,93	2,77
2	3,45	1,71	1,41	1,81
4	2,43	1,14	0,79	0,64
6	1,24	0,54	0,20	0,11
8	0,40	0,03	0,06	0,31
10	0,01	0,06	0,12	0,39
12	0,00	0,01	0,13	0,45
14	0,00	0,00	0,00	0,27

Tabla V-10

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = -60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,56
11	0,00	0,04	0,60	2,09
9	0,27	0,91	1,42	3,49
7	1,51	1,51	2,10	4,76
5	2,25	1,95	2,48	5,48
3	2,80	2,08	2,56	5,68
1	2,78	2,01	2,43	5,34
2	2,32	1,70	2,00	4,59
4	1,52	1,22	1,42	3,46
6	0,62	0,67	0,85	2,20
8	0,02	0,14	0,26	0,92
10	0,02	0,04	0,03	0,02
12	0,00	0,01	0,07	0,14
14	0,00	0,00	0,00	0,12

Tabla V-11

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = -60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	1,01
11	0,00	0,08	1,10	3,08
9	0,55	1,60	2,11	4,28
7	2,66	2,19	2,61	4,89
5	3,36	2,37	2,56	4,61
3	3,49	2,06	2,10	3,67
1	2,81	1,52	1,44	2,22
2	1,69	0,78	0,58	0,53
4	0,44	0,03	0,05	0,24
6	0,10	0,13	0,19	0,48
8	0,22	0,18	0,26	0,69
10	0,08	0,21	0,28	0,68
12	0,00	0,02	0,24	0,67
14	0,00	0,00	0,00	0,36

### 4. Ejemplo

Superficie de estudio ubicada en Madrid, inclinada 30° y orientada 10° al Sudeste. En la figura 29 se muestra el perfil de obstáculos.

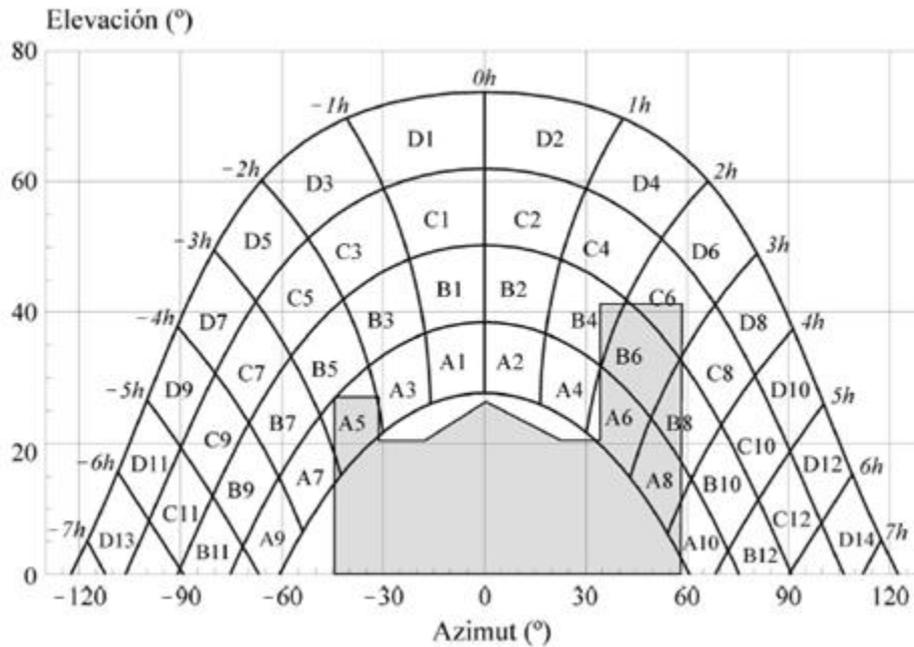


Figura 26: Ángulo de azimut respecto a la elevación

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,03
11	0,00	0,01	0,12	0,44
9	0,13	0,41	0,62	1,49
7	1,00	0,95	1,27	2,76
5	1,84	1,50	1,83	3,87
3	2,70	1,88	2,21	4,67
1	3,15	2,12	2,43	5,04
2	3,17	2,12	2,33	4,99
4	2,70	1,89	2,01	4,46
6	1,79	1,51	1,65	3,63
8	0,98	0,99	1,08	2,55
10	0,11	0,42	0,52	1,33
12	0,00	0,02	0,10	0,40
14	0,00	0,00	0,00	0,02

Tabla 57: Tabla de referencia

Cálculos:

$$\begin{aligned} \text{Pérdidas por sombreado (\% de irradiación global incidente anual)} &= \\ &= 0,25 \times B_4 + 0,5 \times A_5 + 0,75 \times A_6 + B_6 + 0,25 \times C_6 + A_8 + 0,5 \times B_8 + 0,25 \times A_{10} = \\ &= 0,25 \times 1,89 + 0,5 \times 1,84 + 0,75 \times 1,79 + 1,51 + 0,25 \times 1,65 + 0,98 + 0,5 \times 0,99 + 0,25 \times 0,11 = 6,16 \% \approx 6\% \end{aligned}$$

### 5. Distancia mínima entre filas de módulos

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

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

En la tabla 64 pueden verse algunos valores significativos del factor  $k$ , en función de la latitud del lugar.

<i>Latitud</i>	29°	37°	39°	41°	43°	45°
<i>k</i>	1,600	2,246	2,475	2,747	3,078	3,487

Tabla 58: Factor  $k$

Asimismo, la separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente no será inferior a  $h \cdot k$ , siendo en este caso  $h$  la diferencia de alturas entre la parte alta de una fila y la parte baja de la posterior, efectuándose todas las medidas con relación al plano que contiene las bases de los módulos.

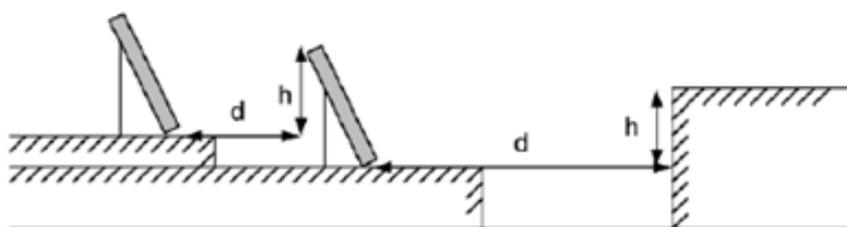


Figura 21: Distancia de obstáculos y módulos

Si los módulos se instalan sobre cubiertas inclinadas, en el caso de que el azimut de estos, el de la cubierta, o el de ambos, difieran del valor cero apreciablemente, el cálculo de la distancia entre filas deberá efectuarse mediante la ayuda de un programa de sombreado para casos generales suficientemente fiable, a fin de que se cumplan las condiciones requeridas.



# MEDICIONES

## MEDICIONES

## ÍNDICE:

<b>1. MEDICIONES</b>	<b>5</b>
1.1. MÓDULOS FV	5
1.2. INVERSOR	5
1.3. ESTRUCTURA SOPORTE	5
1.4. CONTADOR	5
1.5. CABLEADO	6
1.6. ENTUBADO	6
1.7. ARMARIOS	6
1.8. PROTECCIONES	7
1.9. TOMA TIERRA	7
1.10. OBRA CIVIL	7
1.11. SEGURIDAD Y SALUD	7
1.12. LEGALIZACIÓN	7

## MEDICIONES

## 1. MEDICIONES

En este documento se muestran las mediciones de la instalación realizadas para llegar a conocer la cantidad de elementos que se necesitan para poder llevar a cabo el proyecto.

<b>Módulos fotovoltaicos</b>		
<b>Concepto</b>	<b>Unidades</b>	<b>Cantidad</b>
Módulo fotovoltaico Sharp ND-RC255	ud	490

<b>INVERSOR</b>		
<b>Concepto</b>	<b>Unidades</b>	<b>Cantidad</b>
Inversor de conexión a red Aros Sirio K100	ud	1

<b>Estructura soporte</b>		
<b>Concepto</b>	<b>Unidades</b>	<b>Cantidad</b>
Estructura soporte para suelo o cubierta plana para 5 paneles	ud	98

<b>Contador</b>		
<b>Concepto</b>	<b>Unidades</b>	<b>Cantidad</b>
Contador bidireccional trifásico	ud	1

MEDICIONES

<b>Cableado</b>		
<b>Concepto</b>	<b>Unidades</b>	<b>Cantidad</b>
Cable de S=4mm <sup>2</sup>	m	1200
Cable de protección S=4mm <sup>2</sup>	m	1200
Cable de S=25mm <sup>2</sup>	m	7
Cable de protección S=16mm <sup>2</sup>	m	7
Cable de S=120mm <sup>2</sup>	m	20
Cable de protección de S=70mm <sup>2</sup>	m	20
Cable de S=150mm <sup>2</sup>	m	150
Cable de protección de S=95mm <sup>2</sup>	m	150

<b>Entubado</b>		
<b>Concepto</b>	<b>Unidades</b>	<b>Cantidad</b>
Tubo de PVC de diámetro 20mm	m	1400
Tubo de PVC de diámetro 32mm	m	7
Tubo de PVC de diámetro 75mm	m	20
Tubo de PVC de diámetro 180mm	m	150

<b>Armarios y caja de protección</b>		
<b>Concepto</b>	<b>Unidades</b>	<b>Cantidad</b>
Caja general de protección de AC	ud	1
Cuadro eléctrico empotrable	ud	1
Caja general de protección de CC	ud	1
Caja de conexiones 8 strings	ud	1

MEDICIONES

<b>Protecciones</b>		
<b>Concepto</b>	<b>Unidades</b>	<b>Cantidad</b>
Fusible 16A	ud	7
Descargador de sobretensión	ud	3
Interruptor diferencial de 200A	ud	2
Fusible gG de 200A	ud	3
Pararrayos	ud	1
Interruptor de frontera de 200A	ud	1

<b>Instalación toma de tierra</b>		
<b>Concepto</b>	<b>Unidades</b>	<b>Cantidad</b>
Toma tierra	ud	1

<b>Obra civil</b>		
<b>Concepto</b>	<b>Unidades</b>	<b>Cantidad</b>
Excavaciones y material	ud	1

<b>Seguridad y salud</b>		
<b>Concepto</b>	<b>Unidades</b>	<b>Cantidad</b>
Gastos de seguridad y salud en obra	ud	1

<b>Legalización, tramitación y puesta en marcha</b>		
<b>Concepto</b>	<b>Unidades</b>	<b>Cantidad</b>
Legalización	ud	1
Tramitación	ud	1
Verificación	ud	1
Puesta en marcha	ud	1

# PRESUPUESTOS

## PRESUPUESTOS

## ÍNDICE

<b>1. PRESUPUESTOS UNITARIOS</b>	<b>4</b>
1.1. EQUIPOS INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	4
1.2. SISTEMA DE CONTROL Y MONITORIZACIÓN	4
1.3. CABLEADO	5
1.4. ENTUBADO	6
1.5. ARMARIOS Y CAJAS DE PROTECCIÓN	6
1.6. PROTECCIONES	7
1.7. TOMA TIERRA	8
1.8. SEGURIDAD Y SALUD	8
1.9. OBRA CIVIL	9
1.10. LEGALIZACIÓN	10
<b>2. PRESUPUESTOS TOTALES</b>	<b>10</b>

## 1. PRESUPUESTOS UNITARIOS

### 1.1. EQUIPOS INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

EQUIPOS INSTALACIÓN FV				
SHARP ND-RC2	Panel solar sharp ND-RC255	Ud	Precio(€)	Total(€)
	Panel solar de 255W policristalino, 0/+5% de tolerancia y con marco de aluminio anodizado completamente instalado sobre la estructura. De dimensiones 1660 mm de largo, 990mm de ancho y 50mm de ancho.	490	237,58	138034
<b>Sirio K100</b>	<b>Inversor de conexión a red Aros Sirio K100</b>			
	Inversor trifásico de conexión a red senoidal de la marco ARO, modelo Sirio K100. Con potencia nominal de 100kW y potencia máxima de 125kWp. Incorpora protección magnetotérmica en lado CA y seccionador en lado CC. Con posibilidad de polo a tierra y protecciones contra sobretensiones SPD.	1	12335,00	12335,00
<b>Estructura</b>	<b>Estructura regulable para suelo o cubierta plana para 5 paneles</b>			
	Estructura regulable universal para suelo o cubierta plana para 5 paneles de 190 a 260W, sirve cualquier marca de módulo fotovoltaico al ser autoadaptable. Regulable de 30° a 45°	98	355,00	34790,00
<b>Grúa</b>	<b>Grúa para instalación módulos</b>			
	Alquiler de una grúa de celosía para la instalación de los módulos fotovoltaicos en la cubierta de la nave	1		1248,27
<b>TOTAL EQUIPOS INSTALACIÓN FV.....</b>				<b>186407,27</b>

### 1.2. SISTEMA DE CONTROL Y MONITORIZACIÓN

SISTEMA DE CONTROL Y MONITORIZACIÓN				
ORDENADOR	Ordenador para control y monitorización local	Ud	Precio(€)	Total(€)
	Ordenador para control y monitorización local, con 2GB de RAM, 2GHz CPU y 2GB HDD. Así como todos los elementos necesarios para su funcionamiento.	1	799,00	799,00
<b>PLAFON</b>	<b>Plafón de visualización SMA Cluster Controller</b>			
	Plafón de visualización con pantalla de cristal líquido monocromático retroiluminado. Con indicador de producción actual (Wh), de producción de energía (W), de limitación de energía activa (%), con aciso directo en caso de error y monitorización y mantenimiento a distancia a través de la interfaz de usuario.	1	1544,30	1544,30
<b>PROGRAMA</b>	<b>Programación de los equipos para la monitorización local a través del plafon y via internet, elaboración de página Web para la visualización de la instalación en tiempo real a través de internet.</b>	1	2103,07	2103,07
<b>TOTAL EQUIPOS DE CONTROL.....</b>				<b>4446,37</b>

PRESUPUESTOS

**1.3. CABLEADO**

CABLEADO				
4mm2	Cable fotovoltaico Topsolar 4mm2	Ud	Precio(€)	Total(€)
	Cable de cobre flexible de S=4mm2, de clase 5 con aislamiento de compuesto termoestable especial ignífugo. Resistente al fuego y no propagador de incendio, además de libre de halógenos	1,2	2,59	3,11
<b>4mm2 protecci</b>	<b>Cable fotovoltaico de protección de 4mm2</b>			
	Cable de 4mm2 de cobre flexible destinado para la protección de cables de 4mm2	1,2	2,59	3,11
<b>25mm2</b>	<b>Cable de 25mm2 RV-K0,6/1kv</b>			
	Cable de cobre flexible de S=25mm2, de clase 5 con aislamiento de compuesto termoestable especial ignífugo. Resistente al fuego y no propagador de incendio, además de libre de halógenos	1	8,596	8,596
<b>16mm2 protec</b>	<b>Cable de 16mm2 RV-K0,6/1KV destinado a protección</b>			
	Cable de 16mm2 de cobre flexible destinado para la protección de cables de 50mm2	1	6,314	6,314
<b>120mm2</b>	<b>Cable de 120mm2 RV-K0,6/1KV</b>			
	Cable de cobre flexible de S=120mm2, de clase 5 con aislamiento de compuesto termoestable especial ignífugo. Resistente al fuego y no propagador de incendio, además de libre de halógenos	1	36,804	36,804
<b>70mm2 protec</b>	<b>Cable de 70mm2 RV-K0,6/1KV</b>			
	Cable de 70mm2 de cobre flexible destinado para la protección de cables de 120mm2	1	22,426	22,426
<b>150mm2</b>	<b>Cable de 150mm2 RV-K0,6/1KV</b>			
	Cable de cobre flexible de S=150mm2, de clase 5 con aislamiento de compuesto termoestable especial ignífugo. Resistente al fuego y no propagador de incendio, además de libre de halógenos	1	42,648	42,648
<b>95mm2 p</b>	<b>Cable de 95mm2 RV-K0,6/1KV</b>			
	Cable de 95mm2 de cobre flexible destinado para la protección de cables de 150mm2	1	28,846	28,846
<b>TOTAL CABLEADO.....</b>				<b>151,85</b>

## PRESUPUESTOS

### 1.4. ENTUBADO

ENTUBADO				
20mm	Tubo rígido de PVC	Ud	Precio(€)	Total(€)
	Suministro e instalación del entubado rígido de PVC de 20mm			
		1400	1,79	2506
32mm	Tubo rígido de PVC			
	Suministro e instalación del entubado rígido de PVC de 32mm y 25 metros el rollo			
		7	0,94	6,58
75mm	Tubo rígido de PVC			
	Suministro e instalación del entubado rígido de PVC de 75mm y en rollo de 25m.			
		20	1,20	24,00
180mm	Tubo rígido de PVC			
	Suministro e instalación del entubado rígido de PVC de 160mm de 6,25metros			
		150	2,8	420,00
<b>TOTAL ENTUBADO.....</b>				<b>2956,58</b>

### 1.5. ARMARIOS Y CAJAS DE PROTECCIÓN

ARMARIOS Y CAJAS DE PROTECCIÓN				
Caja protección	Caja general de protección de CA	Ud	Precio(€)	Total(€)
	Caja general de protección con bases unipolares con borne a tierra para colocar fusibles de intensidad máxima 250A para la protección de la línea general de alimentación.			
		1	171,20	171,20
Cuadro empotrable	Cuadro eléctrico empotrable			
	Cuadro eléctrico para empotrar metálico con apertura y cierre lateral. Con 72 polos y puerta transparente. Intensidad máxima de cortocircuito de 250A y tensión máxima 1000V			
		1	487,29	487,29
Caja protección	Caja general de protección de CC			
	Caja general de protección con bases unipolares con borne a tierra para colocar fusibles de intensidad máxima 100A para la protección de la línea general de alimentación.			
		1	72,00	72,00
Caja conexiones	Caja de conexiones 8 strings			
	Cuadro de 8 strings con 8 entradas, sin monitorizar y sin contacto auxiliar de estado. Entradas y salidas con prensaestopas con protección IP55			
		1	375,00	375,00
<b>TOTAL CAJAS.....</b>				<b>1105,49</b>

PRESUPUESTOS

**1.6. PROTECCIONES**

PROTECCIONES				
Fusible 16A	Fusible cilíndrico gG 16A	Ud	Precio(€)	Total(€)
	Fusible de 8x3 de 16A y 400V de clase gG 20kA de poder de corte. Válido para protección contra sobrecargas y cortocircuitos	7	2,06	14,42
Descargador sobret	Descargador de sobretensión			
	Protector contra transitorios modular Dehn, protector tipo 2 de 500V dc y carril DIN	3	188,62	565,86
Int. Diferencial	Interruptor diferencial de 200A			
	Interruptor diferencias de 200A automático con curva de disparo C con 4 polos	2	368,09	736,18
Fusible 200A	Fusible gG 200A			
	Fusible NH-1 de 200A y 500V de clase gG, con indicador superior y 120kA de poder de corte.	3	5,90	17,7
Pararrayos	Pararrayos ingesco PDC 3,3			
	Pararrayos con dispositivo de cebado no electrónico. Protección externa activa contra el rayo de todo tipo de estructuras y zonas abiertas. Conserva sus propiedades técnicas después de cada descarga por lo que no se necesita mantenimiento. No necesita baterías ni alimentación externa. Fabricado de acero inoxidable AISI 316L y poliamida. Debe de situarse 2m por encima de la instalación a proteger.	1	807,00	807,00
Int. Frontera	Interruptor frontera de 200A			
	Interruptor de frontera(magnetotérmico) de 200A y 3 polos. 140UE-J4F3-D20	1	506,51	506,51
<b>TOTAL PROTECCIONES.....</b>				<b>2647,67</b>

## PRESUPUESTOS

### 1.7. TOMA TIERRA

TOMA TIERRA				
Electrodo	Electrodo de toma de tierra de longitud 2m	Ud	Precio(€)	Total(€)
	Electrodo de toma de tierra con longitud 2m, con diámetro mínimo de alma de acero de 14mm y con tratamiento superficial de cobreado electrolítico de 140 micras.	3	13,12	39,36
Conductor	<b>Conductor de cobre desnudo 35mm2</b>			
	Conductor de cobre electrolítico rígido clase 2 de sección 35mm2,	4	4,25	17,00
Grapa	<b>Grapa abarcon de latón para conexión de jabalina</b>			
	Grapa abarcon de latón para conexión de jabalina	2	11,26	22,52
Arqueta	<b>Arqueta registro polipropileno</b>			
	Arqueta registro de polipropileno de 300x300mm de marca Cirprotec. Con regleta equipotencial y 3 terminales brida.	1	180,48	180,48
Sal mineral	<b>Sal mineral para mejorar la conductividad</b>			
	Sal mineral para mejorar la conductividad del terreno. Para puestas a tierra mezclar la sal con la tierra y efectuar una buena compactación. Quibacsol de 10kg	1	40,73	40,73
Puente	<b>Puente para la comprobación de la puesta a tierra</b>			
	Puente de comprobación de tierra con caja de Legrand	1	17,42	17,42
Excavadora	<b>Excavadora neumática</b>			
	Excavadora Neuson 7850kg, con capacidad de depósito de 93 litros y una profundidad de excavación de 4 metros. Para 1 día, con seguro incluido	1	185,85	185,85
<b>TOTAL TOMA TIERRA.....</b>				<b>503,36</b>

### 1.8. SEGURIDAD Y SALUD

SEGURIDAD Y SALUD				
Seguridad y salud	Gastos de seguridad y salud en obra	Ud	Precio(€)	Total(€)
	Documentos de seguridad y salud en obra	1	1000,00	1000,00

# PRESUPUESTOS

## 1.9. OBRA CIVIL

OBRA CIVIL				
Excavación	Excavación de tierras	Ud	Precio(€)	Total(€)
	Excavación de tierras para realizar las zanjas para el cableado de la instalación. Se debe de excavar 50m3	50	49,47	2473,5
<b>Cinta balizamiento</b>	<b>Cinta balizamiento bicolor</b>			
	Cinta de balizamiento bicolor rojo/blanco de material plastico. Cinta de 70mm de ancho y rollo de 2m de largo	350	3,32	581,00
<b>Placa señalización</b>	<b>Placa señalización riesgo</b>			
	Placa señalización-información en PVC serigrafado, fijada mecánicamente.	2	3,16	6,32
<b>Valla</b>	<b>Valla enrejado galvanizado</b>			
	Valla metálica móvil de módulos prefabricados con pies de hormigón. Cada pie tiene un coste de 3,25 y el paquete de 55 vallas 15€	55	3,25	193,75
<b>Casco</b>	<b>Casco de seguridad</b>			
	Casco de seguridad con arnés de adaptación.	4	11,40	45,60
<b>Pantalla soldar</b>	<b>Pantalla para casco de protección para soldar</b>			
	Pantalla de seguridad para soldar, con fijación en cabeza	1	8,99	8,99
<b>Gafas</b>	<b>Gafas contra impactos</b>			
	Gafas protectoras contra impactos, incoloras	4	1,54	6,16
<b>Mascarilla</b>	<b>Mascarilla antipolvo</b>			
	Mascarilla antipolvo paquete de 20 mascarillas	1	23,65	23,65
<b>Equipo construcc.</b>	<b>Equipo para construcciones metálicas</b>			
	Equipo completo para construcciones metálicas compuestos por un arnés de seguridad con amarre dorsal y torsal doble regulación, con cinturón de amarre lateral y anticidas de 10m.	4	68,27	273,08
<b>Líneas de vida</b>	<b>Líneas de vida</b>			
	Colocación de líneas de vida para trabajar en altura sobre la cubierta	1	120,35	120,35
<b>TOTAL OBRA CIVIL.....</b>				<b>3732,40</b>

## PRESUPUESTOS

### 1.10. LEGALIZACIÓN

LEGALIZACIÓN				
Legalización	Legalización del proyecto	Ud	Precio(€)	Total(€)
	Legalización de la obra cumpliendo con el código técnico de edificación			
		1	2900,00	2900,00
<b>Boletín</b>	<b>Boletín de las instalaciones</b>			
	Emisión del boletín de las instalaciones eléctricas, firmado y sellado por instalador y empresa instaladora autorizada			
		1	262,92	262,92
<b>Tasa tramitación</b>	<b>Tasa de tramitación</b>			
	Tasas de tramitación de la Generalitat Valenciana			
		1	590,85	590,85
<b>Tasa verificación</b>	<b>Tasa de verificación fotovoltaica</b>			
	Tasas de verificación fotovoltaica Iberdrola			
		1	108,68	108,68
<b>Puesta en servicio</b>	<b>Puesta en servicio</b>			
	Puesta en servicio de la instalación y seguimiento remoto del funcionamiento de la instalación fotovoltaica			
		1	383,62	383,62
	<b>TOTAL LEGALIZACIÓN.....</b>			<b>4246,07</b>

### 2. PRESUPUESTOS TOTALES

EQUIPOS INSTALACIÓN FV.....	186407,25
SISTEMA DE CONTROL Y MONITORIZACIÓN.....	4446,37
CABLEADO.....	151,85
ENTUBADO.....	2956,58
ARMARIOS Y CAJAS DE PROTECCIÓN.....	1105,49
CONTADOR BIDIRECCIONAL.....	1000,00
PROTECCIONES.....	2647,67
TOMA TIERRA.....	503,36
SEGURIDAD Y SALUD.....	1000,00
OBRA CIVIL.....	3732,40
LEGALIZACIÓN.....	4246,07
<b>Total .....</b>	<b>208197,04</b>

El Presupuesto de Ejecución Material asciende a doscientos ocho mil ciento noventa y siete euros con cuatro céntimos.

ESTUDIO  
ECONÓMICO



## ÍNDICE

<b>1. INTRODUCCIÓN</b>	<b>5</b>
<b>2. VARIABLES Y DEFINICIONES</b>	<b>5</b>
2.1. CUENTA DE RESULTADOS	5
2.2. ACTUALIZACIÓN DE LOS FLUJOS DE CAJA	5
2.3. INGRESOS	6
2.4. GASTOS	6
2.5. MARGEN DE EXPLOTACIÓN	7
2.6. BENEFICIO BRUTO	7
2.7. BENEFICIO NETO	7
2.8. FLUJO DE CAJA O CASH FLOW	7
<b>3. RENTABILIDAD DEL PROYECTO</b>	<b>8</b>
3.1. VAN	8
3.2. TIR	8
3.3. PERIODO DE RETORNO	8
<b>4. ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE AUTOCONSUMO</b>	<b>9</b>
<b>5. ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE VENTA DE ENERGÍA</b>	<b>11</b>
<b>6. CONCLUSIONES</b>	<b>13</b>



## 1. INTRODUCCIÓN

Se debe llevar a cabo un estudio de la viabilidad económica del proyecto para saber si es económicamente rentable y evitar perjuicios económicos a los inversores.

En este estudio se va a realizar una previsión para 25 años, los años de vida útil de la instalación. Se estimarán los ingresos y los gastos anuales que se generarán, así como el flujo de caja, el beneficio neto, el beneficio bruto, y los parámetros VAN y TIR los cuales son indicadores usados para analizar la rentabilidad del proyecto.

Las ayudas o primas económicas ofertadas para instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red son inexistentes, ya que desde el año 2015 se eliminaron por completo. Aunque a partir del año 2017 la Generalitat Valenciana ofertará ayudas, estas son solo para instalaciones aisladas.

Esta instalación es para autoconsumo, por lo tanto los beneficios que se consiguen es el ahorro de energía que se produce al no consumir energía eléctrica de la red. Por lo tanto el estudio económico se tendrá en cuenta para esta situación, siendo el precio de compra del kW de 0,086€/kWh.

También se debe tener en cuenta para este estudio de viabilidad económica el precio de la venta del kW, el cual desde el año 2009 ha ido disminuyendo de los 32 céntimos de euro (en 2009) a los 5 céntimos actualmente. Una disminución considerable que afecta negativamente a las instalaciones solares fotovoltaicas. Se va a realizar el estudio económico de la venta de energía para poder estimar cual de las dos instalaciones es más rentable, puesto que la instalación solar fotovoltaica es igual en ambas situaciones.

## 2. VARIABLES Y DEFINICIONES

### 2.1. CUENTA DE RESULTADOS

El principal objetivo de la cuenta de resultados es informar sobre la situación financiera final de la empresa, así con la cuenta de resultados se puede llegar a conocer si la empresa se encuentra en beneficios o en pérdidas en el ejercicio analizado. Este documento informa sobre las causas de dicho resultado en un periodo acotado, en este caso 25 años, que es el periodo para una instalación solar fotovoltaica.

### 2.2. ACTUALIZACIÓN DE LOS FLUJOS DE CAJA

Se debe trabajar con ratios económicos a lo largo de la vida de un proyecto, ya que a lo largo de la estimación del proyecto (25 años) se producirán cobros y pagos relacionados con el proyecto.

Para comparar los flujos económicos de distintos años es preciso adaptarlos a una base común, que normalmente es el año de inicio de la inversión. Suele llamarse pasar de euros variables a euros constantes. Suponiendo que el tipo de interés es fijo y la inflación es constante a lo largo del periodo, el factor de conversión de euros variables a euros constantes es de  $(1+ir)^n$ .

### 2.3. INGRESOS

Los ingresos anuales por el ahorro de energía por el autoconsumo así como por la venta de energía eléctrica por vertido a la red, se obtienen a partir de la generación de energía producida por los módulos fotovoltaicos. La producción viene dada por el cálculo de producción, pero va en función del año de la realización del proyecto, el cual se enmarca en unas condiciones u otras. Debido al déficit tarifario eléctrico, la tarifa de venta se actualiza a partir del incremento anual superior al IPC, siendo este de 3%.

### 2.4. GASTOS

Los gastos que generan una instalación o proyecto son diversos, puesto que está el coste de la instalación, este coste es el coste de la puesta en marcha del cual se puede encontrar más información en el anexo de presupuestos.

También se tiene que tener en cuenta los costes del mantenimiento y el seguro que se debe contratar para la instalación. El mantenimiento supone un 0,25% de la inversión inicial y el seguro supone un 0,5% de la inversión inicial. Es aconsejable contratar un seguro puesto que cubre los daños de la instalación así como accidentes dentro de esta y los robos. A continuación se puede ver una tabla con los gastos del mantenimiento y el seguro.

Año	Mantenim(€)	Seguro(€)
1	538,607	1077,214
2	539,953	1082,600
3	541,303	1088,013
4	542,657	1093,453
5	544,013	1098,920
6	545,373	1104,415
7	546,737	1109,937
8	548,104	1115,487
9	549,474	1121,064
10	550,848	1126,669
11	552,225	1132,303
12	553,605	1137,964
13	554,989	1143,654
14	556,377	1149,372
15	557,768	1155,119
16	559,162	1160,895
17	560,560	1166,699
18	561,961	1172,533
19	563,366	1178,396
20	564,775	1184,287
21	566,187	1190,209
22	567,602	1196,160
23	569,021	1202,141
24	570,444	1208,151
25	571,870	1214,192

Tabla 59: Gastos de mantenimiento y seguro

Finalmente, se tiene que tener en cuenta la amortización. La amortización supone el ahorro cada año de una cierta cantidad de recursos económicos, el cual sirve para que se pueda reponer la instalación una vez pasado su vida útil. Este valor se calcula dividiendo el valor de la inversión inicial entre los años de vida útil, pero se debe tener en cuenta el IPC.

## **2.5. MARGEN DE EXPLOTACIÓN**

El margen de explotación se define como el beneficio de los elementos directos que están vinculados con la producción de la energía, es decir, los ingresos derivados de la venta de energía menos los gastos de producción (seguro, mantenimiento, amortización y gastos del representante)

## **2.6. BENEFICIO BRUTO**

El beneficio bruto es la diferencia entre los ingresos y los gastos de la empresa, antes de restar las amortizaciones y los impuestos.

## **2.7. BENEFICIO NETO**

El beneficio neto se refiere a la diferencia entre ingresos y gastos de cualquier empresa en un periodo determinado. Esto se puede definir como la cantidad de dinero del que puede disponer una empresa tras haber hecho frente a sus obligaciones en forma de impuestos o gastos.

## **2.8. FLUJO DE CAJA O CASH FLOW**

El flujo de caja hace referencia a las salidas y entradas netas de dinero que tiene una empresa o proyecto en un período determinado.

Los flujos de caja facilitan información acerca de la capacidad de la empresa para pagar sus deudas. Por ello, es indispensable para poder conocer el estado de la empresa ya que es una buena herramienta para medir el nivel de liquidez de una empresa.

### 3. RENTABILIDAD DEL PROYECTO

#### 3.1. VAN

El VAN o el valor actual neto es un método de valoración de inversiones que puede definirse como la diferencia entre el valor actualizado de los cobros y de los pagos generados por una inversión. Proporciona una medida de la rentabilidad del proyecto analizado en valor absoluto, es decir expresa la diferencia entre el valor actualizado de las unidades monetarias cobradas y pagadas.

$$VAN = -I_0 + \sum_{i=0}^n \frac{FC_n}{(1 + i_r)^n}$$

Donde:

- lo es la inversión inicial;
- $i_r$ : Tasa de actualización;
- $FC_n$ : es el flujo de caja del año  $n$ ;
- $n$ : Es la vida útil de la instalación

La tasa de actualización depende del IPC, y esta tasa se calcula de la siguiente manera:

$$i_r = \frac{i_n}{IPC} = \frac{2,5}{3} = 0,833\%$$

Si se obtiene un VAN negativo indica que la inversión no es rentable, pero si se obtiene un VAN positivo indica que es rentable.

#### 3.2. TIR

El TIR o la Tasa Interna de Retorno es la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión y es la tasa de descuento que iguala, en el momento inicial, la corriente futura de cobros con la de pagos, generando un VAN igual a cero.

$$TIR = -I_0 + \sum_{i=0}^n \frac{FC_n}{(1 + i_r)^n} = 0$$

El TIR indica que solo es interesante realizar la inversión en aquellos proyectos cuyo TIR sea superior a la tasa de descuento aplicada.

#### 3.3. PERIODO DE RETORNO

El periodo de retorno representa el número de años en que la inversión se paga a sí misma con los recursos generados a partir de la instalación.

Cuando los flujos acumulados superan la inversión inicial es cuando se determina el periodo de retorno.

$$PR = \frac{I_0}{FC_{promedio}}$$

#### 4. ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE AUTOCONSUMO

Se va a llevar a cabo el análisis de viabilidad de la instalación por autoconsumo, para ello se necesitan los datos de partida de la instalación para poder llegar a estimar la rentabilidad del proyecto. A continuación se puede ver las tablas con los datos de partida y con los resultados del flujo de caja, los beneficios obtenidos, los gastos generados, la amortización anual, el beneficio bruto y neto.

DATOS TÉCNICOS	
Potencia pico instalada	124,950kWp
Producción anual	194413,062kWh/año
Rendimiento garantizado durante los 25 años	88,50%
DATOS GENERALES	
Precio compra kW/h	0,086€/kWh
Incremento estimado del precio	2%
IPC	3%
Amortización	25 años
Tipos interes de inversión (in)	2,50%
DATOS ECONÓMICOS	
Coste de la instalación (IO)	208.197,04 €
Coste mantenimiento inicial	0,25%
Coste del seguro inicial	0,50%
Impuestos	25%

Tabla 60: Datos de partida de la instalación fotovoltaica de autoconsumo

Año	Rendim (%)	kWh generado	Amortizaciones	Ingresos(€)	Gastos(€)	Bb(€)	Bn(€)	FC
1	97,0	188580,67	8577,72	16704,48	5909,72	10794,75	6618,63	15196,35
2	96,3	187244,95	8835,05	17425,42	6285,13	11140,29	6783,93	15618,98
3	95,6	185918,70	9100,10	18177,47	6686,27	11491,20	6946,83	16046,93
4	94,9	184498,00	9373,10	18951,32	7111,99	11839,33	7101,50	16474,60
5	94,2	183137,10	9654,30	19763,40	7568,35	12195,04	7254,19	16908,49
6	93,5	181839,94	9943,93	20616,36	8057,93	12558,42	7404,34	17348,26
7	92,8	180415,32	10242,24	21489,85	8576,43	12913,43	7540,96	17783,21
8	92,0	178860,02	10549,51	22382,61	9124,92	13257,69	7662,04	18211,55
9	91,3	177593,15	10866,00	23348,61	9722,53	13626,08	7788,93	18654,93
10	90,6	176138,23	11191,98	24329,09	10352,69	13976,40	7894,13	19086,11
11	89,9	174777,34	11527,74	25362,66	11030,32	14332,34	7991,67	19519,41
12	89,2	173416,45	11873,57	26438,53	11754,42	14684,11	8074,48	19948,05
13	88,5	172055,56	12229,77	27558,35	12528,21	15030,14	8140,55	20370,32
14	87,8	170694,67	12596,67	28723,79	13355,15	15368,64	8187,69	20784,36
15	87,1	169333,78	12974,57	29936,62	14238,94	15697,68	8213,53	21188,09
16	86,4	167972,89	13363,81	31198,65	15183,52	16015,13	8215,46	21579,27
17	85,7	166611,99	13764,72	32511,75	16193,12	16318,62	8190,69	21955,41
18	85,0	165251,10	14177,66	33877,85	17272,24	16605,60	8136,14	22313,80
19	84,3	163890,21	14602,99	35298,95	18425,70	16873,25	8048,51	22651,50
20	83,5	162334,91	15041,08	36733,15	19638,79	17094,35	7911,06	22952,15
21	82,8	160974,02	15492,31	38268,32	20955,11	17313,21	7746,13	23238,44
22	82,1	159613,12	15957,08	39864,80	22362,16	17502,64	7536,44	23493,52
23	81,4	158252,23	16435,79	41524,87	23866,21	17658,66	7277,44	23713,24
24	80,7	156891,34	16928,87	43250,86	25473,95	17776,92	6964,20	23893,07
25	80,0	155530,45	17436,73	45045,21	27192,51	17852,70	6591,39	24028,13

Tabla 61: Resultados del análisis de viabilidad de autoconsumo

Los resultados obtenidos del análisis de viabilidad económica son positivos, obteniendo el VAN, TIR y PR a continuación mostrados.

RESULTADOS	
VAN	240386,12>0
TIR	7,342%>ir
PR	10,35<25años

Tabla 62: Resultado de la instalación de autoconsumo.

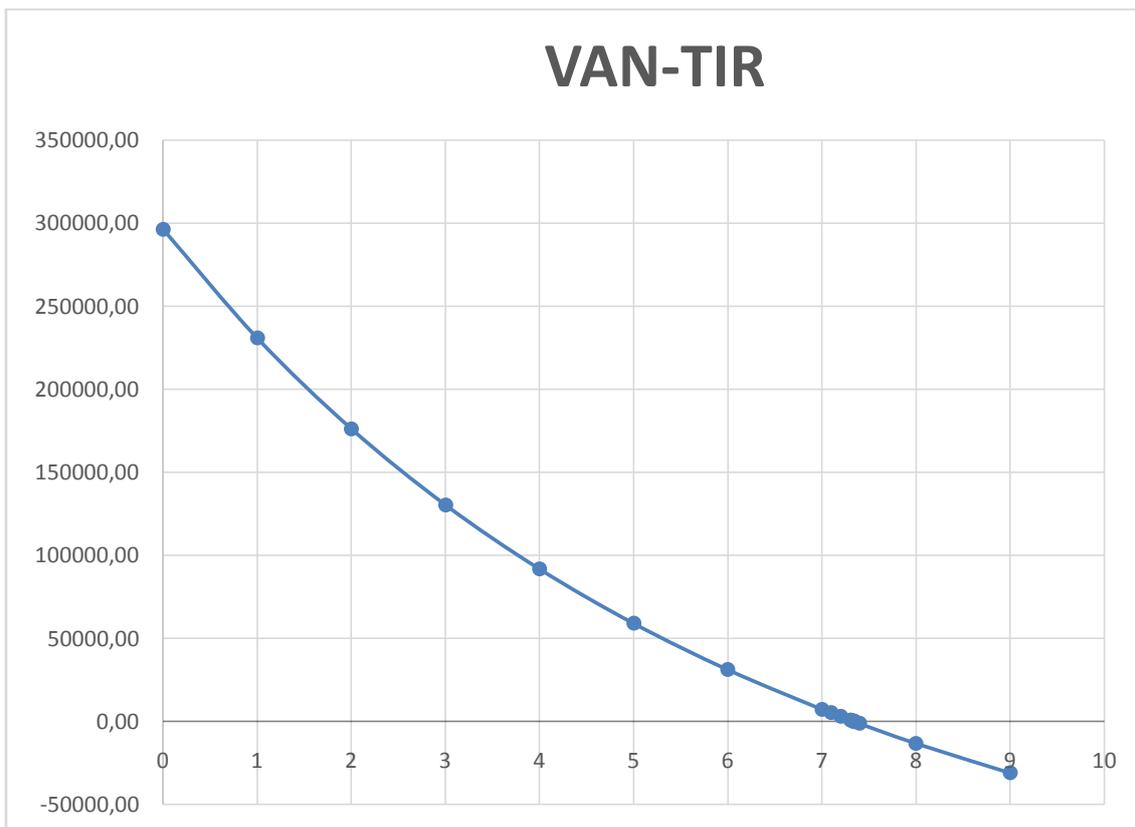


Figura 27: Grafica del VAN y TIR de la instalación de autoconsumo

Como se puede observar el VAN es mayor que 0, por lo que se puede decir que la instalación es rentable. Teniendo en cuenta el TIR, es mayor a  $i_r$ , 7,342%, por lo que la rentabilidad es bastante buena y se consigue amortizar a los 10,35 años, más de 10 años pero es aproximadamente 10 años.

## 5. ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE VENTA DE ENERGÍA

Se va a llevar a cabo el análisis de la instalación, pero en este caso suponiendo que se vierte a red toda la energía que se produce, para ello se necesitan los datos de partida de la instalación para estimar la rentabilidad del proyecto. A continuación se puede ver las tablas con los datos de partida y con los resultados del flujo de caja, los beneficios obtenidos, los gastos generados, la amortización anual, el beneficio bruto y neto.

DATOS TÉCNICOS	
Potencia pico instalada	124,950kWp
Producción anual	194413,062kWh/año
Rendimiento garantizado durante los 25 años	88,50%
DATOS GENERALES	
Precio compra kW/h	0,05€/kWh
Incremento estimado del precio	2%
IPC	3%
Amortización	25 años
Tipos interes de inversión (in)	2,50%
DATOS ECONÓMICOS	
Coste de la instalación (IO)	208.197,04 €
Coste mantenimiento inicial	0,25%
Coste del seguro inicial	0,50%
Impuestos	25%

Tabla 63: Datos de partida de la instalación fotovoltaica conectada a red

Año	Rendim (%)	kWh generado	Amortizaciones	Ingresos(€)	Gastos(€)	Bb(€)	Bn(€)	FC
1	97,0	188580,67	8577,72	9711,90	4109,14	5602,77	3174,79	11752,51
2	96,3	187244,95	8835,05	10131,06	4350,48	5780,57	3247,81	12082,86
3	95,6	185918,70	9100,10	10568,30	4607,59	5960,71	3318,64	12418,74
4	94,9	184498,00	9373,10	11018,21	4879,80	6138,41	3383,86	12756,96
5	94,2	183137,10	9654,30	11490,35	5170,67	6319,68	3447,09	13101,39
6	93,5	181839,94	9943,93	11986,25	5481,73	6504,52	3507,96	13451,88
7	92,8	180415,32	10242,24	12494,10	5810,52	6683,58	3560,06	13802,30
8	92,0	178860,02	10549,51	13013,15	6157,68	6855,47	3602,18	14151,69
9	91,3	177593,15	10866,00	13574,77	6534,37	7040,41	3646,71	14512,71
10	90,6	176138,23	11191,98	14144,82	6930,99	7213,84	3677,63	14869,61
11	89,9	174777,34	11527,74	14745,73	7356,24	7389,49	3703,06	15230,79
12	89,2	173416,45	11873,57	15371,24	7809,59	7561,65	3718,84	15592,41
13	88,5	172055,56	12229,77	16022,29	8292,94	7729,35	3723,78	15953,56
14	87,8	170694,67	12596,67	16699,88	8808,34	7891,54	3716,57	16313,24
15	87,1	169333,78	12974,57	17405,01	9357,98	8047,03	3695,78	16670,35
16	86,4	167972,89	13363,81	18138,75	9944,20	8194,55	3659,86	17023,67
17	85,7	166611,99	13764,72	18902,18	10569,49	8332,69	3607,15	17371,87
18	85,0	165251,10	14177,66	19696,42	11236,51	8459,91	3535,81	17713,47
19	84,3	163890,21	14602,99	20522,65	11948,12	8574,53	3443,87	18046,86
20	83,5	162334,91	15041,08	21356,48	12695,80	8660,68	3321,56	18362,64
21	82,8	160974,02	15492,31	22249,02	13504,96	8744,06	3181,81	18674,12
22	82,1	159613,12	15957,08	23177,21	14368,37	8808,84	3014,53	18971,62
23	81,4	158252,23	16435,79	24142,36	15289,74	8852,62	2817,03	19252,83
24	80,7	156891,34	16928,87	25145,85	16273,00	8872,85	2586,38	19515,25
25	80,0	155530,45	17436,73	26189,08	17322,37	8866,70	2319,43	19756,17

Tabla 64: Resultados del análisis de viabilidad

Los resultados obtenidos del análisis de viabilidad económica son positivos, obteniendo el VAN, TIR y PR a continuación mostrados.

RESULTADOS	
VAN	145828,07>0
TIR	5,04%>ir
PR	13,10<25años

Tabla 65: Resultado de la instalación.

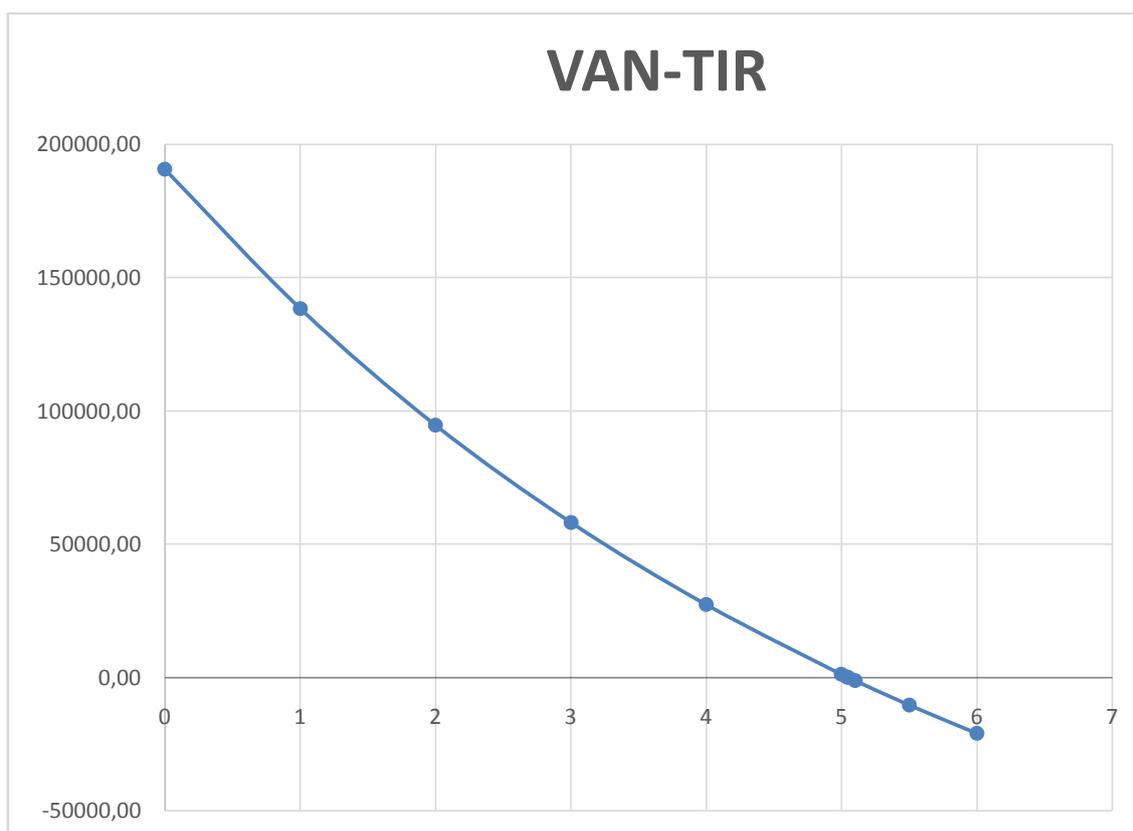


Figura 28: Grafica del VAN y TIR de la instalación

Como se puede observar el VAN es mayor que 0, por lo que se puede decir que la instalación es rentable. Teniendo en cuenta el TIR, es mayor a  $i_r$ , pero se tiene que observar que solo es de un 5.04%, por lo que la rentabilidad es más pequeña que en la instalación de autoconsumo y se consigue amortizar a los 13,10 años. Por lo que se puede concluir que aun siendo rentable la instalación, al precio al que se vende el kWh actualmente no es una opción rentable ya que sólo se consigue un 5,04% de rentabilidad. A no ser que el precio de venta aumentara como en años anteriores no es una opción viable realizar este proyecto.

## 6. CONCLUSIONES

Por lo tanto se puede concluir, que la instalación más rentable es la de autoconsumo, ya que se consigue mayor ahorro económico reduciendo el consumo de energía eléctrica que en la venta de la energía producida por la instalación solar fotovoltaica.

En ambas instalaciones se obtiene un VAN mayor que 0, por lo tanto ambas serían rentables y además se obtiene un periodo de retorno menor a 25 años en las dos, pero en la instalación de vertido a red este periodo de retorno es mayor a 10 años, mientras en la instalación de autoconsumo es aproximadamente 10 años.

Además la rentabilidad obtenida en la venta de energía es pequeña y por lo tanto no es rentable. Por lo que se concluye, que la instalación de autoconsumo con una rentabilidad más alta que la instalación de venta de energía y mayor del 5% es una opción viable económicamente para desarrollar.

ANEXO I

ESTUDIOS CON  
ENTIDAD PROPIA



## ÍNDICE

<b>1. ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD</b>	<b>5</b>
1.1. JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD	5
1.2. OBJETO DEL ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD	6
1.3. ALCANCE DEL ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD	6
1.4. MEMORIA INFORMATICA	6
1.4.1. Metodología	6
1.4.2. Datos de la obra y antecedentes	6
1.4.3. Tipos de trabajo	7
1.4.4. Maquinaria y medios auxiliares	8
1.5. MEDIDAS DE PREVENCIÓN GENERALES	8
1.5.1. Señalización	8
1.5.2. Iluminación	10
1.5.3. Señales óptico-acústicas de vehículos de obra	10
1.5.4. Circulación y acceso a la obra	11
1.5.5. Protecciones colectivas	11
1.5.6. Protecciones personales	12
1.5.7. Formación del personal sobre riesgos laborales	12
1.6. RIESGOS Y MEDIDAS PREVENTIVAS	13
1.6.1. Acopio, armado e izado de estructuras y módulos	13
a) Evaluación de riesgos	13
b) Medidas preventivas a adoptar	13
1.6.2. Manejo manual de cargas	14
a) Evaluación de riesgos	14
b) Medidas preventivas a adoptar	14
1.6.3. Utilización de maquinaria de izado: Grúas móviles	15
a) Evaluación de riesgos	15
b) Medidas preventivas a adoptar	15
1.6.4. Cuadros e instalaciones eléctricas	16
a) Evaluación de riesgos	16

<i>b) Medidas preventivas a adoptar</i>	_____	16
<b>1.6.5. Balizamiento e instalación de protecciones</b>	_____	16
<i>a) Evaluación de riesgos</i>	_____	16
<i>b) Medidas preventivas a adoptar</i>	_____	16
<b>1.6.6. Trabajos en altura en accesorios</b>	_____	16
<i>a) Evaluación de riesgos</i>	_____	16
<i>b) Medidas preventivas a adoptar</i>	_____	17
<b>1.7. COORDINADORES EN MATERIA DE SEGURIDAD Y SALUD</b>	_____	18
<i>1.7.1. Coordinadores en materia de seguridad y salud</i>	_____	18
<b>1.8. OBLIGACIONES DE LOS CONTRATISTAS Y SUBCONTRATISTAS</b>	_____	19
<b>1.9. OBLIGACIONES DE LOS TRABAJADORES AUTÓNOMOS</b>	_____	19
<b>1.10. LIBRO DE INCIDENCIAS</b>	_____	19
<b>1.11. PARALIZACIÓN DE LOS TRABAJOS</b>	_____	20
<b>1.12. DERECHOS DE LOS TRABAJADORES</b>	_____	20
<b>1.13. PRIMEROS AUXILIOS Y VIGILANCIA DE LA SALUD</b>	_____	20
<b>1.14. PLAN DE EMERGENCIA</b>	_____	21
<i>1.14.1. Actuación en caso de accidente</i>	_____	21
<i>1.14.2. Lucha contra incendios</i>	_____	22
<i>1.14.3. Evacuación de los trabajadores</i>	_____	22
<b>1.15. NORMATIVA APLICABLE RELATIVA A SEGURIDAD Y SALUD</b>	_____	22
<b>2. IMPACTO AMBIENTAL</b>	_____	25
<b>2.1. IMPACTO DEBIDO A LA FABRICACIÓN DE LOS COMPONENTES</b>	_____	25
<b>2.2. IMPACTO DEBIDO A LA CONSTRUCCIÓN DE LA INSTALACIÓN</b>	_____	26
<b>2.3. IMPACTO DEBIDO AL FUNCIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN</b>	_____	26
<b>2.4. CONCLUSIÓN</b>	_____	27

## 1. ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD

### 1.1. JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

El Real Decreto 1627/1997 de 24 de Octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, establece en el apartado 2 del Artículo 4 que en los proyectos de obra no incluidos en los supuestos previstos en el apartado 1 del mismo Artículo, el promotor estará obligado a que en la fase de redacción del proyecto se elabore un Estudio Básico de Seguridad y Salud.

Por lo tanto, hay que comprobar que se dan todos los supuestos siguientes:

- a) El Presupuesto de Ejecución por Contrata (PEC) es inferior a 450000 €

$$PEC = 208197,04€$$

- b) La duración estimada de la obra no es superior a 30 días o no se emplea en ningún momento a más de 20 trabajadores simultáneamente.

Plazo de ejecución previsto = 15 días.

Nº de trabajadores previsto que trabajen simultáneamente = 8

En este apartado basta que se dé una de las dos circunstancias.

- c) El volumen de mano de obra estimada es inferior a 500 trabajadores/día (sumado los días de trabajo del total de los trabajadores en la obra).

Nº medio de trabajadores/día = 5

Este número se puede estimar con la siguiente expresión:

$$(PEM \times MO) / (CM \times N^{\circ} \text{ de horas})$$

PEM = Presupuesto de Ejecución Material 208197,04€

MO = Influencia del coste de la mano de obra en el PEM en tanto por uno aproximadamente, es un 33% del PEM).

CM = Coste medio diario del trabajador de la construcción (aproximadamente, es de 13 €/h)

Nº de horas = horas previstas de trabajo, 8 h/día

$$(PEM \times MO) / (CM \times n^{\circ} \text{ de horas}) = (208197,04 \times 0,33) / (13 \times 8 \times 15) = 44,04$$

- d) No es una obra de túneles, galerías, conducciones subterráneas o presas.

Como no se da ninguno de los supuestos previstos en el apartado 1 del Artículo 4 del RD1627/1997 se redacta el presente ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD.

## **1.2. OBJETO DEL ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD**

El presente Estudio Básico de Seguridad y Salud tiene como objeto disminuir los riesgos de los accidentes de trabajo y enfermedades profesionales, así como disminuir sus consecuencias en razón del cumplimiento de la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales, y la normativa que la desarrolla. Todo ello, determina el cuerpo básico de garantías y responsabilidades precisas para establecer un adecuado nivel de protección de la seguridad y salud de los trabajadores. Éste ha de servir de base para que las Empresas Contratistas y cualquier otra que participe en la ejecución de las obras a que hace referencia el proyecto en el que se encuentra incluido este estudio, las lleven a efecto en las mejores condiciones que puedan alcanzarse respecto a garantizar el mantenimiento de la salud, la integridad física y la vida de los trabajadores de las mismas, cumpliendo así lo que ordena en su articulado el RD1627/97.

## **1.3. ALCANCE DEL ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD**

El presente estudio contiene todas las medidas preventivas aplicables de los riesgos derivados de los trabajos para realizar la puesta en marcha del presente proyecto. El Estudio Básico de Seguridad y Salud, debe servir también de base para que las Empresas Constructoras, Contratistas, Subcontratistas y trabajadores autónomos que participen en las obras, antes del comienzo de la actividad en las mismas, puedan elaborar un Plan de Seguridad y Salud tal y como indica el articulado del Real Decreto citado anteriormente.

## **1.4. MEMORIA INFORMÁTICA**

### **1.4.1. Metodología**

Se identificarán todos los posibles riesgos, estableciendo las medidas preventivas que sea posible aplicar. Dichos riesgos se clasificarán por “factores de riesgo” asociados a las distintas operaciones que se realizarán en la obra.

### **1.4.2. Datos de la obra y antecedentes**

- **Denominación:**

“Auditoría energética de la instalación de iluminación e instalación solar fotovoltaica para autoconsumo de una nave industrial.”

- **Descripción:**

La obra consistirá en la instalación sobre una cubierta de la nave industrial de paneles solares fotovoltaicos en la provincia de Valencia, destinados a la generación de energía eléctrica y su posterior uso en la planta y la venta del exceso.

## ANEXO I: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

- **Plazo de ejecución previsto:**

Se tiene programado un plazo de ejecución de 15 días laborables, si la meteorología acompaña y se coordina adecuadamente el trabajo de todos los participantes en la obra.

- **Número de trabajadores:**

Se estima que el número de trabajadores que operarán en la obra será de 8. Los cuales deben sumar los siguientes oficios:

- Montador de estructuras metálicas.
- Constructor.
- Instalador electricista
- Gruísta y maquinista.
- Jefe de obra.
- Técnico de prevención de riesgos laborales.

- **Accesos:**

Se habilitará una escalera externa al edificio que permita acceder a la cubierta de éste. Dicha escalera estará anclada a la estructura de la nave de manera que quede convenientemente fijada. Así mismo, se instalará una línea de vida por cada uno de los dos tramos de cubierta en los que habrá que trabajar que permita asegurar a los operarios que realicen trabajos en estos.

- **Uso anterior de la cubierta:**

La cubierta no tenía ningún uso previo, su único uso era para el mantenimiento de la misma.

### 1.4.3. Tipos de trabajo

El proyecto plantea la instalación de paneles fotovoltaicos sobre la cubierta de una nave industrial. Dichos paneles son pesados y su instalación comprende elementos mecánicos (anclajes) y eléctricos (cableado). Será necesario realizar las siguientes actividades:

- Acopio, armado e izado de estructuras, paneles y medios auxiliares.
- Manejo manual de cargas.
- Utilización de maquinaria de izado: grúas móviles.
- Instalación de cuadros eléctricos y cableados.
- Trabajos en cubierta.
- Balizamiento e instalación de protecciones.
- Trabajos en altura en accesorios.
- Transporte de materiales y equipos dentro de la obra.

#### **1.4.4. Maquinaria y medios auxiliares**

La maquinaria y los medios auxiliares más significativos que se prevén utilizar para la ejecución de los trabajos objeto del presente Estudio son aquellos que se relacionan a continuación:

- **Equipamiento:**
  - Equipo de soldadura eléctrica.
  - Equipo de soldadura oxiacetilénica-oxicorte.
  - Camión de transporte.
  - Grúa móvil.
  - Camión grúa
  - Taladradoras de mano.
  - Corta tubos
  - Curvadoras de tubos.
  - Radiales.
  - Poleas, aparejos, grilletes, etc.
  - Martillo rompedor y picador.
  
- **Medios auxiliares:**
  - Andamios metálicos modulares.
  - Escaleras de tijera.
  - Cuadros eléctricos auxiliares.
  - Instalaciones eléctricas provisionales.
  - Herramientas de mano.
  - Bancos de trabajo.
  
- **Equipos de medida:**
  - Comprobador de secuencia de fases.
  - Medidor de aislamiento.
  - Medidor de tierras.
  - Pinzas amperimétricas.

### **1.5. MEDIDAS DE PREVENCIÓN GENERALES**

#### **1.5.1. Señalización**

El Real Decreto 485/1997, de 14 de abril por el que se establecen las disposiciones mínimas de carácter general relativas a la señalización de seguridad y salud en el trabajo, indica que deberá utilizarse una señalización de seguridad y salud a fin de:

- a) Llamar la atención de los trabajadores sobre la existencia de determinados riesgos, prohibiciones u obligaciones.
- b) Alertar a los trabajadores cuando se produzca una determinada situación de emergencia que requiera medidas urgentes de protección o evacuación.
- c) Facilitar a los trabajadores la localización e identificación de determinados medios o instalaciones de protección, evacuación, emergencia o primeros auxilios.
- d) Orientar o guiar a los trabajadores que realicen determinadas maniobras peligrosas.

## ANEXO I: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

### Paneles de señalización:

- Señales de advertencia
  - Forma: Triangular
  - Color de fondo: Amarillo
  - Color de contraste: Rojo
  - Color de Símbolo: Negro
- Señales de prohibición:
  - Forma: Redonda
  - Color de fondo: Blanco
  - Color de contraste: Rojo
  - Color de Símbolo: Negro
- Señales de obligación:
  - Forma: Redonda
  - Color de fondo: Azul
  - Color de Símbolo: Blanco
- Señales relativas a los equipos de lucha contra incendios:
  - Forma: Rectangular o cuadrada
  - Color de fondo: Rojo
  - Color de Símbolo: Blanco
- Señales de salvamento o socorro:
  - Forma: Rectangular o cuadrada
  - Color de fondo: Verde
  - Color de Símbolo: Blanco
- Cinta de señalización:
  - En caso de señalar obstáculos, zonas de caída de objetos, caída de personas a distinto nivel, choques, golpes, etc, se señalará con los anteriores paneles o bien se delimitará la zona de exposición al riesgo con cintas de tela o materiales plásticos con franjas alternadas oblicuas en color amarillo y negro, inclinadas 45º.
- Cinta de delimitación de zona de trabajo:
  - Las zonas de trabajo se delimitarán con cintas de franjas alternas verticales de colores blanco y rojo.

### 1.5.2. Iluminación

Cumplirá el anexo IV del RD 486/97, que establece las condiciones mínimas de iluminación en función de la zona de trabajo:

Zona o parte del lugar de trabajo (*)	Nivel mínimo de iluminación (lux)
Zonas donde se ejecuten tareas con:	
1.º Bajas exigencias visuales	100
2.º Exigencias visuales moderadas	200
3.º Exigencias visuales altas	500
4.º Exigencias visuales muy altas	1.000
Áreas o locales de uso ocasional	50
Áreas o locales de uso habitual	100
Vías de circulación de uso ocasional	25
Vías de circulación de uso habitual	50

Tabla 1: Niveles mínimos de iluminación según RD486/1997

Estos niveles mínimos deberán duplicarse cuando concurren las siguientes circunstancias:

- En áreas o locales de uso general y en las vías de circulación, cuando por sus características, estado u ocupación, existan riesgos apreciables de caídas, choque u otros accidentes.
- En las zonas donde se efectúen tareas, y un error de apreciación visual durante la realización de las mismas, pueda suponer un peligro para el trabajador que las ejecuta o para terceros.

Los accesorios de iluminación exterior serán estancos a la humedad. No se permitirá ningún tipo de iluminación basado en llama.

### 1.5.3. Señales óptico-acústicas de vehículos de obra

Las máquinas autoportantes que puedan intervenir en las operaciones de mantenimiento deberán disponer de:

- Una bocina o claxon de señalización acústica cuyo nivel sonoro sea superior al ruido ambiental, de manera que sea claramente audible; si se trata de señales intermitentes, la duración, intervalo y agrupación de los impulsos deberá permitir su correcta identificación, en cumplimiento del anexo IV del RD485/97.
- Señales sonoras o luminosas (previsiblemente ambas a la vez) para indicación de la maniobra de marcha atrás (anexo I del RD 1215/97).
- Los dispositivos de emisión de señales luminosas para uso en caso de peligro grave deberán ser objeto de revisiones especiales o ir provistos de una bombilla auxiliar.
- En la parte más alta de la cabina dispondrán de un señalizado rotativo luminoso destellante de color ámbar para alertar de su presencia en circulación viaria.
- Dos focos de posición y cruce en la parte delantera y dos pilotos luminosos de color rojo detrás.
- Dispositivo de balizamiento de posición y preseñalización (conos, cintas, mallas, lámparas destellantes).
- Protecciones colectivas particulares a cada fase de obra.

#### **1.5.4. Circulación y acceso a la obra**

En lo referente a circulación por la obra y los accesos a la misma, se aplicará lo indicado en el artículo 11 del anexo IV del RD 1627/97.

- Los accesos de vehículos deben ser distintos de los del personal, en el caso de que se utilicen los mismos se debe dejar un pasillo para el paso de personas protegido mediante vallas.
- En ambos casos los pasos deben ser de superficies regulares, bien compactadas y niveladas.
- Si fuese necesario realizar pendientes se recomienda que estas no superen un 11% de desnivel.
- Todas estas vías estarán debidamente señalizadas y periódicamente se procederá a su control y mantenimiento.
- Si existieran zonas de acceso limitado deberán estar equipadas con dispositivos que eviten el paso de los trabajadores no autorizados.
- El paso de vehículos en el sentido de entrada se señalizará con limitación de velocidad a 10 ó 20 Km/h y ceda el paso.
- Se obligará la detención con una señal de STOP en lugar visible del acceso en sentido de salida.
- En las zonas donde se prevé que puedan producirse caídas de personas o vehículos deberán ser balizadas y protegidas convenientemente.
- Las maniobras de camiones y hormigoneras deberán ser dirigidas por un operario competente, y deberán colocarse topes para las operaciones de aproximación y vaciado.

#### **1.5.5. Protecciones colectivas**

- Protección mecánica en huecos para evitar riesgos de caídas.
- En cada tajo colocar un extintor portátil de polvo polivalente.
- Mamparas opacas para aquellos puestos de trabajo que generen riesgo de proyecciones (por partículas o por arco de soldadura) a terceros.
- Uso de lona ignífuga para cubrir los materiales combustibles que estén próximos a los trabajos de proyecciones incandescentes, otra medida es retirarlos a otra zona de acopio de materiales.
- Se mantendrán ordenados los materiales, cables y mangueras para evitar el riesgo de golpes o caídas al mismo nivel por esta causa.
- Los restos de materiales generados por el trabajo se retirarán periódicamente, recolocándolos en las instalaciones preparadas para ello o en las zonas de acopio de materiales o acopio de residuos.

### **1.5.6. Protecciones personales**

Como complemento de las protecciones colectivas será obligatorio el uso de las protecciones personales. Los mandos intermedios y el personal de seguridad vigilarán y controlarán la correcta utilización de estas prendas de protección.

Se prevé el uso, en mayor o menor grado, de las siguientes protecciones personales:

- Casco.
- Pantalla facial transparente.
- Pantalla de soldador con visor abatible y cristal de inactínico.
- Mascarillas faciales según necesidades.
- Guantes de varios tipos.
- Cinturón de seguridad.
- Chaqueta, peto, manguitos y polainas de cuero.
- Gafas (contra impactos, viruta, etc).
- Calzado de seguridad adecuado para cada uno de los trabajos.
- Protección auditiva.

Todos los equipos de protección individual (EPI's), deberán cumplir los siguientes requisitos:

- 1) Marcado CE. Dispondrán del certificado y del sello de forma visible.
- 2) Se regirán por la normativa (RD 773/1997), cumpliendo así lo establecido en la normativa europea (Directiva 89/656/CE).

### **1.5.7. Formación del personal sobre riesgos laborales**

La finalidad de la prevención de los Riesgos Laborales en su aplicación en trabajos de riesgo especial es la acción de informar y formar a los trabajadores de los riesgos propios de los trabajos que van a realizar y así mismo, darles a conocer las técnicas preventivas y mantener la seguridad del personal. Prueba de ello es lo establecido en el Convenio Colectivo del sector de la Construcción del 2007, con la novedad de impartir clases magistrales de prevención de riesgos laborales.

Por lo tanto, cada operario que participe en la obra aquí descrita deberá estar formado e informado de los riesgos que trae consigo la ejecución de sus trabajos y de las medidas o técnicas preventivas a aplicar para evitarlos, o en su defecto, disminuir sus consecuencias.

Asimismo cada uno de ellos deberá probar que posee dicha cualificación en virtud de la siguiente documentación:

- Certificado de información de los riesgos del trabajo a ejecutar.
- Certificación de los riesgos de los trabajos que se vayan a ejecutar en la misma obra y al mismo tiempo.
- Certificado de la asistencia al curso de formación de Prevención de Riesgos Laborales, de carácter general, y del riesgo específico que deriven el trabajo a ejecutar (constarán las horas del mismo, el temario y el diploma).

## **1.6. RIESGOS Y MEDIDAS PREVENTIVAS**

### **1.6.1. Acopio, armado e izado de estructuras y módulos**

#### **a) Evaluación de riesgos**

Cabe esperar que puedan darse los siguientes riesgos:

- Accidentes derivados del manejo de vehículos.
- Daños ocasionados por máquinas de obra civil y maquinaria de izado.
- Daños por sobreesfuerzos y atrapamientos.
- Daños ocasionados por caídas de objetos durante su manipulación.
- Caídas de personas a distinto nivel (caídas de altura) y caídas al mismo nivel.
- Daños por proyección de esquirlas.
- Riesgo de quemaduras.
- Daños ocasionados por derrumbes y desplomes en los trabajos sobre la cubierta de la nave.
- Daños ocasionados por descargas atmosféricas.

#### **b) Medidas preventivas a adoptar**

En primer lugar, se realizarán inspecciones constantes y exhaustivas de todos los medios a emplear, siendo desechados todos aquellos que ofrezcan alguna duda en cuanto a su seguridad.

Las medidas de prevención que se emplearán son:

- Todo aquel que conduzca un vehículo estará en posesión del carnet de conducir en regla.
- El tráfico de maquinaria y vehículos estará controlado convenientemente, especialmente durante las operaciones de carga y descarga de material, en cumplimiento de la instrucción relativa a la utilización de maquinaria de obra civil y auxiliares.
- Se seguirá la instrucción relativa a la utilización de herramientas y maquinaria de izado y arriostrado.
- Se seguirá la instrucción relativa al manejo manual de cargas.
- Para trabajos al nivel del suelo se utilizarán las siguientes protecciones: casco de seguridad, guantes de trabajo y calzado de seguridad.
- El acopio de materiales se realizará en una zona estable y la altura de estos no deberá superar los 1,5 m. de manera que no se produzcan derrames o vuelcos.
- Cuando sea necesario almacenarlos a una altura superior se adoptarán las medidas extraordinarias que sean necesarias (sujeciones, calzos, análisis de la distribución y asentamiento del material, etc.).
- La base sobre la que se asienten los materiales acopiados será apropiada para el peso que se colocará encima.
- En materiales voluminosos cilíndricos (tubos y bobinas de cable) se utilizarán calzos para su inmovilización.

## ANEXO I: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

- Las zonas de paso estarán libres de materiales o residuos y deberán estar bien definidas, mediante señales si fuera necesario.
- Para la realización de trabajos en altura el equipo individual incluirá cinturón y sistema anticaída.
- En la realización de dichas operaciones, y especialmente en ascensos, descensos y desplazamientos, el trabajador estará permanentemente sujeto.
- Las herramientas que se utilicen en la cubierta siempre irán dentro de las bolsas porta herramientas.
- Se evitarán en lo posible trabajos simultáneos en la misma vertical. Si esto no se pudiera evitar, se dispondrían de las medidas de seguridad necesarias para dicha situación, estando los operarios advertidos de dicha circunstancia.
- En todo caso, se seguirá la instrucción relativa a la utilización de accesorios de trabajos en altura.
- Cuando se realicen operaciones que produzcan viruta o cualquier otro tipo de residuo de pequeño tamaño, el operario utilizará gafas de protección.
- Para evitar incendios, especialmente ante operaciones de soldado o de corte, se establecerán las medidas de protección y prevención oportunas (pantallas de protección, cortafuegos, vías de agua, etc.)
- Se seguirá la instrucción relativa a trabajos sobre cubiertas de edificios.
- Durante los trabajos de izado, la estructura metálica deberá estar conectada permanentemente a una toma de tierra temporal. En caso de tormenta, temporal o fuerte viento el responsable de los trabajos de izado suspenderá los mismos hasta que las condiciones mejoren.

### **1.6.2. Manejo manual de cargas**

#### **a) Evaluación de riesgos**

Pueden darse los siguientes riesgos:

- Esfuerzo excesivo.
- Posición incorrecta del operario u operarios.
- Daños por golpes o cortes.

#### **b) Medidas preventivas a adoptar**

En lo referente al levantamiento, transporte y manipulación de materiales y herramientas, se tendrán en cuenta las siguientes medidas:

- La manipulación de objetos se realizará de forma racional, debiendo evitarse esfuerzos superiores a la capacidad física de las personas.
- El levantamiento de cargas se realizará de manera adecuada para evitar lesiones de espalda (flexionando las rodillas y con la espalda recta). La operación se realizará despacio, agarrando con firmeza y de manera que los dedos no queden atrapados en la descarga.

## ANEXO I: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

- Se utilizarán guantes siempre que se manipule cualquier objeto potencialmente peligroso (pesado, con aristas vivas, astillas, nudos, superficies sucias o resbaladizas, etc.).
- La carga se transportará de manera que no impida la visión.

### **1.6.3. Utilización de maquinaria de izado: Grúas móviles**

#### **a) Evaluación de riesgos**

Los riesgos más frecuentes relacionados con este tipo de maquinaria son:

- Accidentes derivados del manejo de vehículos.
- Daños por impactos sobre personas.
- Riesgos derivados de la propia maquinaria.
- Contactos eléctricos con líneas aéreas.

#### **b) Medidas preventivas a adoptar**

Se observarán las siguientes medidas de seguridad:

- Se utilizará una grúa de características adecuadas en cuanto a fuerza de elevación y estabilidad para las cargas que deberá alzar.
- Los materiales que sean elevados por la grúa estarán libres de todo esfuerzo aparte de su propio peso.
- En su transporte o elevación, se inmovilizará la carga de manera que no se pueda caer. Los ganchos de la grúa deberán tener pestillo de seguridad.
- Antes de elevar cualquier objeto se comprobará que los apoyos telescópicos de la grúa están desplegados y convenientemente apoyados. Dichos estabilizadores se apoyarán en tablones o traviesas de reparto.
- En caso de que por falta de espacio sea imposible desplegar los brazos telescópicos se deberán cumplir las siguientes condiciones:
  - Conocimiento del peso de la carga.
  - Garantía del suministrador de que la máquina tiene la estabilidad suficiente para la operación en concreto que realizará (teniendo en cuenta el peso y los ángulos de trabajo en los que se situará la pluma).
  - Se procurará que no haya personas en la zona por debajo de la carga.
- La grúa estará al corriente de todas las operaciones de mantenimiento preventivo aconsejadas por el fabricante.
- El operario de la grúa observará las siguientes directrices:
  - Evitar oscilaciones pendulares de la carga.
  - Antes de operar la grúa se asegurará de que el vehículo tiene calzadas sus ruedas y los estabilizadores dispuestos.
  - Si el operario no viera la carga desde su puesto, otra persona se encargaría de señalar los movimientos requeridos.
  - En caso de que existan líneas eléctricas aéreas próximas, se extremará la precaución en el movimiento de la grúa.

#### **1.6.4. Cuadros e instalaciones eléctricas**

##### **a) Evaluación de riesgos**

El principal riesgo en este aspecto es el contacto eléctrico directo o indirecto con corriente eléctrica o elementos en tensión.

##### **b) Medidas preventivas a adoptar**

- Las tomas de corriente que se usen para enchufar herramientas o máquinas eléctricas estarán alojadas en cuadros eléctricos con protección IP-65 como mínimo.
- Dichos cuadros dispondrán de puesta a tierra, diferenciales de 30 ó 300mA (para herramientas eléctricas portátiles o para circuitos de fuerza, respectivamente).
- Habrá así mismo protecciones magnetotérmicas.

#### **1.6.5. Balizamiento e instalación de protecciones**

##### **a) Evaluación de riesgos**

Este apartado se refiere a operaciones de balizamiento en las que se realizarán tareas de pintado e instalación de elementos eléctricos en altura. Esto puede dar lugar a los siguientes riesgos:

- Daños por sobreesfuerzos y atrapamientos.
- Daños por caídas de objetos.
- Caída de personas a distinto y al mismo nivel.
- Daños por derrumbes y desplomes en trabajos sobre la cubierta del edificio.
- Daños por descargas atmosféricas o condiciones climatológicas adversas.
- Riesgo de exposición a radiaciones no ionizantes.

##### **b) Medidas preventivas a adoptar**

- Los trabajos serán realizados por operarios especializados.
- Se utilizará arnés de seguridad tanto en las subidas y bajadas como en las operaciones en la cubierta.
- Las herramientas irán en las bolsas correspondientes y tendrán sistemas anticaída con mosquetón.
- Será obligatorio el uso de casco en la zona de la obra.
- Se observarán el resto de indicaciones para trabajos en altura anteriormente comentadas.

#### **1.6.6. Trabajos en altura en accesorios**

##### **a) Evaluación de riesgos**

Cuando se utilicen plataformas de trabajo, escaleras de mano y andamios para los trabajos en altura es posible que existan los siguientes riesgos:

- Daños por caída de objetos mientras se manipulan.
- Caída de personas a distinto nivel.

**b) Medidas preventivas a adoptar**

- Las plataformas de trabajo deberán cumplir los siguientes requerimientos:
  - Ser un conjunto estructuralmente rígido, resistente y estable.
  - Disponer de barandillas resistentes de 0,90 metros cuando la base de trabajo se encuentre a más de 2 metros de altura.
  - El ancho mínimo de la plataforma será de 0,40 metros.
  - Las torretas de andamio con ruedas sólo se utilizarán en superficies completamente lisas y horizontales.
  - Éstas sólo se moverán cuando no haya nadie trabajando en ellas.
  - Las ruedas deberán tener mecanismos de inmovilización.
- Las escaleras de mano deberán utilizarse de acuerdo con las siguientes medidas:
  - Se deberán apoyar en superficies perfectamente horizontales y estables.
  - La escalera debe ser al menos 1 metro más alta que la altura a la que se quiere llegar.
  - Al subir y bajar las manos deberán estar libres para apoyarse en la escalera.
  - Siempre se subirá o bajará de cara a la escalera, nunca de espaldas.
  - No se permitirá que haya subida más de una persona en cada momento a la escalera.
  - En los apoyos la superficie será antideslizante.
  - Se inmovilizará la parte superior de la escalera para evitar posibles separaciones.
  - En escaleras de tijera deberá haber una cadena que una ambos lados, evitando la apertura accidental de las dos partes.
  - Sólo se utilizarán escaleras con una resistencia y altura adecuada.
  - Sólo se empalmarán escaleras que dispongan de dispositivos específicos para ello.
  - En alturas superiores a 7 metros se inmovilizarán las escaleras en su parte superior y será necesario el uso de elementos de seguridad anticaída atados a un sistema independiente de la escalera.
  - En caso de apoyar sobre un poste, la escalera se sujetará mediante abrazaderas.
  - Sólo se utilizarán escaleras en perfecto estado y que no presenten defectos visibles, especialmente las de madera, que deberán estar pintadas con barnices transparentes que permitan ver los posibles defectos.
- En cuanto a los andamios tubulares, las medidas específicas son las siguientes:
  - El equipo individual incluirá todos los elementos mencionados para trabajos en altura (casco, botas con puntera reforzada y suela antideslizante, guantes, bolsa de herramientas y arnés o cinturón de seguridad).
  - Cada tramo de andamio irá arriostrado en su diagonal.
  - La construcción del andamio se hará de forma uniforme, evitando que algunas partes se eleven exageradamente respecto de otras.
  - Como norma general se pondrá un anclaje cada 3 metros en el frente de trabajo y cada 6 metros en horizontal, no construyéndose ningún otro tramo antes de anclar la parte anterior.
  - Se observará cada pieza en busca de posibles defectos, desechándose si presentara golpes, grietas u óxido.

## ANEXO I: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

- La superficie de apoyo será lisa, resistente y horizontal. Se utilizarán bloques de madera y placas de reparto en los puntos de apoyo, y husillos de nivelación en caso de que fueran necesarios.
- La carga máxima sobre la plataforma será en principio de 250 kg, incluyendo el peso de 2 personas.
- La separación máxima respecto del elemento vertical junto al que está el andamio será de 45 cm.
- En caso de que se usen redes de seguridad, habrá de tenerse en cuenta el posible efecto vela de éstas, reforzándose los anclajes si fuera necesario.
- En el desmontaje nunca se quitará un anclaje antes que el correspondiente cuerpo del andamio. En caso de haber red de seguridad, ésta se quitará en primer lugar.

### **1.7. COORDINADORES EN MATERIA DE SEGURIDAD Y SALUD**

El promotor, antes del inicio de los trabajos, designará un coordinador en materia de seguridad y salud, lo cual no le excluirá de sus responsabilidades. Antes del comienzo de las obras deberá avisar a la autoridad laboral de la misma.

#### **1.7.1. Coordinadores en materia de seguridad y salud**

El coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra deberá desarrollar las siguientes funciones:

- Coordinar la aplicación de los principios generales de prevención y de seguridad:
  - Al tomar las decisiones técnicas y de organización con el fin de planificar los distintos trabajos o fases de trabajo que vayan a desarrollarse simultánea o sucesivamente.
  - Al estimar la duración requerida para la ejecución de estos distintos trabajos o fases de trabajo.
- Coordinar las actividades de la obra para garantizar que los contratistas y, en su caso, los subcontratistas y los trabajadores autónomos apliquen de manera coherente y responsable los principios de la acción preventiva que se recogen en el artículo 15 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales durante la ejecución de la obra y, en particular, en las tareas o actividades a que se refiere el artículo 10 del Real Decreto 1627.
- Aprobar el plan de seguridad y salud elaborado por el contratista y, en su caso, las modificaciones introducidas en el mismo. La dirección facultativa asumirá esta función cuando no fuera necesaria la designación de coordinador.
- Organizar la coordinación de actividades empresariales prevista en el artículo 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales.
- Coordinar las acciones y funciones de control de la aplicación correcta de los métodos de trabajo.
- Adoptar las medidas necesarias para que sólo las personas autorizadas puedan acceder a la obra. La dirección facultativa asumirá esta función cuando no fuera necesaria la designación de coordinador.

### **1.8. OBLIGACIONES DE LOS CONTRATISTAS Y SUBCONTRATISTAS**

El contratista y los subcontratistas están obligados a aplicar los principios de la acción preventiva que se recogen en el Art. 15 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, en particular al desarrollar las tareas o actividades siguientes:

- Mantener el orden y la limpieza en la obra.
- Elegir adecuadamente el emplazamiento de puestos y áreas de trabajo, y las vías o zonas de circulación.
- La manipulación de materiales y utilización de medios auxiliares.
- El control y mantenimiento de dispositivos usados en la obra.
- La delimitación de zonas de almacenamiento.
- La recogida de materiales peligrosos, así como residuos y escombros.
- La delimitación en el tiempo de las distintas tareas y fases de la obra.
- Cumplir y hacer cumplir lo especificado en el Plan de Seguridad y Salud.
- Aplicar el artículo 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales en lo que se refiere a disposiciones de seguridad y salud en la obra, así como las disposiciones del anexo IV del RD 1627/97.
- Informar adecuadamente a los trabajadores autónomos de las medidas pertinentes.
- Atender las indicaciones del coordinador de seguridad y salud o, en su caso, de la dirección facultativa de la obra.

Los contratistas y subcontratistas serán responsables de aplicar las medidas del Estudio de Seguridad y Salud que les afecten directamente a ellos, y de encargarse de que los autónomos contratados por ellos apliquen las que les afecten a ellos.

### **1.9. OBLIGACIONES DE LOS TRABAJADORES AUTÓNOMOS**

Al igual que ocurría con los contratistas y los subcontratistas, los autónomos deben cumplir el artículo 15 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, en particular al desarrollar las tareas o actividades siguientes:

- Todas aquellas tareas descritas en el apartado anterior que les sean encargadas por la empresa contratista.
- Utilizar equipos de trabajo que se ajusten a lo dispuesto en el RD 1215/97, por el que se establecen las condiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Elegir y utilizar equipos de protección individual de acuerdo con el RD 773/97.

### **1.10. LIBRO DE INCIDENCIAS**

En la obra estará presente un libro de incidencias del que se ocupará el coordinador en materia de seguridad y salud (o la dirección facultativa, en su caso). Éste presentará hojas por duplicado y será facilitado por el colegio profesional que hay avisado el Estudio de Seguridad y Salud. En él se harán anotaciones relativas al control y seguimiento del citado estudio.

Tendrán acceso a este libro las siguientes personas o entidades:

## ANEXO I: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

- Dirección facultativa de la obra.
- Contratistas.
- Subcontratistas.
- Trabajadores autónomos.
- Personas y órganos con responsabilidad en materia de prevención en las empresas participantes en la obra.
- Representantes de los trabajadores.
- Técnicos de los órganos especializados en materia de seguridad y salud en el trabajo de las administraciones públicas competentes.

En caso de que se realizase una anotación en el libro de incidencias, ésta sería remitida en un plazo de menos de 24 horas a la Inspección de Trabajo y Seguridad Social de la provincia en que se realice la obra. Por otro lado, se notificará al contratista afectado y a los representantes de los trabajadores de éste.

### **1.11. PARALIZACIÓN DE LOS TRABAJOS**

Cuando el coordinador durante la ejecución de las obras, observase el incumplimiento de las medidas de seguridad y salud, advertirá al contratista y dejará constancia de tal incumplimiento en el libro de incidencias, quedando facultado para, en circunstancias de riesgo grave e inminente para la seguridad y salud de los trabajadores, disponer la paralización de los trabajos, o en su caso, de la totalidad de la obra.

Dará cuenta de este hecho a los efectos oportunos, a la Inspección de Trabajo y Seguridad Social de la provincia en que se realiza la obra. Igualmente notificará al contratista, y en su caso a los subcontratistas y/o autónomos afectados por la paralización a los representantes de los trabajadores.

### **1.12. DERECHOS DE LOS TRABAJADORES**

Los contratistas y subcontratistas deberán garantizar que los trabajadores reciban una información adecuada y comprensible de todas las medidas que hayan de adoptarse en lo que se refiere a seguridad y salud en la obra.

El contratista facilitará una copia del plan de seguridad y salud y de sus posibles modificaciones, a los efectos de su conocimiento y seguimiento, a los representantes de los trabajadores en el centro de trabajo.

### **1.13. PRIMEROS AUXILIOS Y VIGILANCIA DE LA SALUD**

- **Botiquines:**

Se dispondrá de un botiquín conteniendo el material especificado en la Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo. Esto supone, como mínimo:

- Botella de alcohol (500 cc).
- Botella de agua oxigenada (500 cc).
- Frasco de antiséptico (Betadine o similar).

## ANEXO I: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

- Gasas estériles (10 sobres de 5 gasas cada uno).
- Rollo de esparadrapo.
- Caja de tiritas (30 unidades).
- Vendas de tamaño grande (6 rollos).
- Vendas de tamaño pequeño (6 rollos).
- Vendas elásticas de tamaño grande (2 rollos).
- Caja de comprimidos de Paracetamol de 500 mg.
- Fármaco espasmolítico.
- Tubo de crema antiinflamatoria.
- Tubo de crema para quemaduras.
- Tijeras.

El botiquín será revisado y repuesto si fuera necesario semanalmente.

- **Asistencia a accidentados:**

Se deberá informar a la obra del emplazamiento de los diferentes Centros Médicos (servicios propios, mutuas patronales, mutualidades laborales, ambulatorios, etc.) donde debe trasladarse a los accidentados para su más rápido y efectivo tratamiento.

Es muy conveniente disponer en la obra y en sitio bien visible, de una lista de los teléfonos y direcciones de los centros asignados para urgencias, ambulancias, taxis, etc., para garantizar un rápido transporte de los posibles accidentados a los Centros de Asistencia.

- **Reconocimiento médico:**

Todo personal que empieza a trabajar en obra deberá pasar un reconocimiento médico previo al trabajo, y que será repetido en el período de un año. A pesar de ello, se velará por el respeto a la intimidad y la dignidad del trabajador, así como por la confidencialidad de toda la información médica.

### **1.14. PLAN DE EMERGENCIA**

#### **1.14.1. Actuación en caso de accidente**

Cuando ocurra algún accidente que precise de asistencia facultativa, el jefe de obra de la contrata principal llevará a cabo una investigación del mismo y realizará un informe del mismo que entregará a la dirección facultativa de la obra al día siguiente del accidente como tarde. En él se incluirán al menos los siguientes datos:

- Nombre y categoría laboral del accidentado.
- Fecha, hora y lugar del accidente.
- Descripción del mismo.
- Causas.
- Medidas preventivas para evitar su repetición.
- Fechas topes para la realización de dichas medidas.

La dirección facultativa podrá aprobar dicho informe o plantear medidas complementarias a las mencionadas en éste.

#### **1.14.2. Lucha contra incendios**

Se dispondrá de extintores en cada vehículo así como en otras zonas de libre acceso para los trabajadores. Estos serán adecuados para los tipos de fuegos que previsiblemente puedan darse en la obra y estarán cargados y revisados convenientemente.

#### **1.14.3. Evacuación de los trabajadores**

El encargado de obra o el vigilante de seguridad facilitarán en cada momento una relación de servicios próximos al lugar de trabajo en la que se incluyan los datos de los centros asistenciales más próximos así como los teléfonos de interés en caso de emergencia (bomberos, ambulancias o taxis).

### **1.15. NORMATIVA APLICABLE RELATIVA A SEGURIDAD Y SALUD**

Son de obligado cumplimiento reglamentario, resoluciones, circulares y cuantas otras fuentes normativas concretas regulaciones en materia de Seguridad e Higiene en el trabajo, propias de la Industria eléctrica o de carácter general, que se encuentran vigentes y sean de aplicación durante un tiempo en el que subsista la relación contractual del promotor- contratista según las actividades a realizar.

- Ley 31/1995, de 8 de Noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales, con las modificaciones previstas en la Ley 54/2003 y, en general, aquellas disposiciones de carácter normativo que la desarrollan.
- Ley 32/2006, reguladora de la subcontratación en el sector de la construcción y asimismo el Reglamento 1109/2007 que desarrolla dicha disposición normativa.
- R.D.L. 5/2000, de 4 de agosto, por el que se aprueba el texto redifundido de la Ley sobre infracciones y sanciones en el orden social.
- R.D.L. 1/1995, por el que se aprueba el texto redifundido de la Ley del Estatuto de los trabajadores.
- R.D.L 1/1994, de 20 de junio, por el que se aprueba el texto redifundido de la Ley General de la Seguridad Social.
- R.D. 1971/2007, que regula el Código Técnico de Edificación, en todo aquello que afecte al Plan de Autoprotección del Edificio en relación con el uso que se da a la instalación.
- R.D. 286/2006, de 10 de marzo, sobre la protección de los trabajadores frente a los riesgos derivados de la exposición al ruido durante el trabajo.
- R.D. 171/2004, por el que se desarrolla el art. 24 de la Ley 31/95, de coordinación de actividades empresariales.
- R.D. 2177/2004, por que establece las Disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo, en materia de trabajos temporales en altura.
- R.D. 837/2003, de 27 de junio, por el que se aprueba el nuevo texto modificado y redefinido de la instrucción técnica complementaria MIEAEM 4 del Reglamento de aparatos de elevación y manutención referente a grúas móviles autopropulsadas

## ANEXO I: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

- R.D. 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.
- R.D. 783/2001, de 6 de julio, por el que se aprueba el Reglamento sobreprotección sanitaria contra radiaciones ionizantes.
- R.D. 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- R.D. 379/2001, de 6 de abril, sobre la protección de la salud y seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con los agentes químicos durante el trabajo.
- R.D. 222/2001, por el que se dictan las disposiciones de aplicación de la Directiva 1999/36/CEE, del Consejo, relativa a equipos de presión transportables.
- R.D. 216/1999, de 5 de febrero, sobre disposiciones de aplicación de la Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo 97/23/CEE, relativa a los equipos de presión y se modifica el Real Decreto 1244/1979, que se aprobó el Reglamento de aparatos a presión.
- R.D. 1627/1997, que regula las disposiciones mínimas de Seguridad y Salud en las obras de construcción.
- R.D. 1215/97, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud para utilización de los equipos de trabajo.
- R.D. 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.
- R.D. 665/1997, de 12 de mayo, sobre la protección de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición a agentes cancerígenos durante el trabajo.
- R.D. 488/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas al trabajo con equipos que incluyen pantallas de visualización.
- R.D. 487/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la manipulación manual de cargas que entrañe riesgos, en particular dorsolumbares, para los trabajadores.
- R.D. 486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- R.D. 485/1997, de 14 de abril, por el que se establecen disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- R.D. 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención.
- R.D. 363/1995, R.D. 255/2003 y R.D.99/3003, por los que se aprueban los reglamentos sobre notificación de sustancias nuevas y clasificación, envasado y etiquetado de sustancias peligrosas.
- R.D. 1942/1993, por el que aprueba el Reglamento de Instalaciones de Protección contra incendios.
- R.D. 1407/1992, por el que establece las Condiciones comerciales y libre circulación de EPI (Directiva 89/686/CEE).
- R.D. 2291/1985, por el que se aprueba el Reglamento de aparatos de elevación y manutención de los mismos.
- R.D. 2001/1983, por el que se aprueba la Regulación de la jornada laboral.

## ANEXO I: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

- R.D. 3275/1982, por el que se aprueba el Reglamento sobre las condiciones técnicas y garantías de seguridad y en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación.
- R.D. 1244/1979, por el que se aprueba el Reglamento de aparatos a presión.
- R.D. 1995/1978, por el que se aprueba el cuadro de enfermedades profesional es en el sistema de la Seguridad social.
- R.D. 423/1971, por el que regula la Formación de comités de seguridad.
- Orden TAS 399/2004, sobre presentación en soporte informático de los partes médicos de baja, confirmación de baja y alta correspondientes a procesos de incapacidad temporal.
- Orden TAS 2926/2002, que modifica la Orden de 16 de diciembre de 1987.
- Orden de 16 de diciembre de 1987, por lo que se establecen nuevos modelos para la notificación de accidentes de trabajo y se dan instrucciones para su cumplimiento y tramitación.
- Aspectos vigentes de la Orden de 9 de marzo de 1971, por la que se aprueba la Ordenanza general de seguridad e higiene en el trabajo.
- Orden del 20 de septiembre de 1986, donde se establece el modelo de libro de incidencias.
- Orden del 31 de agosto de 1987, por la que se aprueba la Señalización y otras medidas en obras fijas en vías fuera de poblaciones.
- Convenio colectivo nacional del sector de la construcción de 2007 (en materia de Información y formación en materia preventiva según el tipo de trabajo a realizar).

Dentro de estas normas deben tenerse especialmente en cuenta todas las recomendaciones, prescripciones e instrucciones de la asociación de medicina y seguridad en el trabajo de UNESA para la industria eléctrica (AMYS), que se recogen en:

- “Prescripciones de Seguridad para trabajos y maniobras en instalaciones eléctricas”.
- “Prescripciones de Seguridad para trabajos mecánicos y diversos”
- “Primeros auxilios”
- “Instrucción general para la realización de los trabajos en tensión en Alta tensión y sus desarrollos”
- “Instrucción general para la realización de los trabajos en tensión en Baja tensión y sus desarrollos”

## **2. IMPACTO AMBIENTAL**

La energía solar fotovoltaica (ESFV) tiene un bajo impacto ambiental al ser comparada con otras fuentes de energía, en este caso las energías convencionales. Si la ESFV tiene un correcto almacenaje y tratamiento de los residuos y así como una correcta gestión del resto de los impactos ambientales, se puede señalar que son ecológicamente asumibles.

La generación de electricidad mediante ESFV requiere la utilización de grandes superficies colectoras y por tanto de una cantidad considerable de materiales para su construcción. La extracción, producción y transporte de estos materiales son los procesos que suponen un mayor impacto ambiental. Por ello se va a estudiar el impacto ambiental producido tanto en la fabricación de los componentes como en el funcionamiento de la instalación, teniendo en cuenta el ruido, las emisiones gaseosas y residuos tóxicos, y la destrucción de la flora y la fauna.

### **2.1. IMPACTO DEBIDO A LA FABRICACIÓN DE LOS COMPONENTES**

La fabricación de un panel solar requiere la utilización de materiales como aluminio (para los marcos), vidrio (como encapsulante) y acero (para estructuras), siendo estos componentes comunes con la industria convencional. Por ello, en la producción del panel solar se produce un gasto energético que genera residuos, como partículas de  $\text{NO}_x$ ,  $\text{SO}_2$  y  $\text{CO}_2$ . Esto se debe a que la energía utilizada en la fabricación del panel solar tiene su origen en la mezcla de fuentes energéticas convencionales. Sin embargo, se puede afirmar que la emisión de estas sustancias debida a la fabricación de paneles solares es reducida, en comparación con la disminución en la emisión de sustancias de este tipo que supone la producción de electricidad por medios fotovoltaicos.

Además de los residuos generados en la fabricación de los paneles, también se usan sustancias tóxicas y peligrosas para depurar y purificar la superficie semiconductor del panel. Estas sustancias químicas incluyen ácido clorhídrico, ácido sulfúrico, ácido nítrico, fluoruro de hidrógeno, 1,1,1-tricloroetano y acetona. La cantidad y la sustancia en concreto que se usa dependen del tipo de célula solar a fabricar, el grado de pureza que se necesita, y el tamaño de la lámina de silicio.

Los paneles fotovoltaicos de capa fina contienen un mayor número de sustancias tóxicas respecto a los paneles de silicio tradicionales. En su fabricación se emplean arseniuro de galio, diseleniuro de cobre-indio-galio, y telurio de cadmio. Si no se manejan y se desechan apropiadamente, estas sustancias químicas pueden ocasionar un serio problema de contaminación ambiental y amenazar la salud pública.

## **2.2. IMPACTO DEBIDO A LA CONSTRUCCIÓN DE LA INSTALACIÓN**

Al tratarse de una instalación sobre cubierta habrá escasos movimientos de terreno. Las pequeñas excavaciones que se llevarán a cabo serán para la instalación del inversor con transformador incluido. Posteriormente con las canalizaciones que se realizarán se reparará el terreno. Además, el daño en el terreno por el transporte del material y el uso de grúa para la instalación será prácticamente nulo.

## **2.3. IMPACTO DEBIDO AL FUNCIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN**

El impacto debido al funcionamiento de la instalación se puede afirmar que es nulo, ya que se aprovecha la radiación solar para producir energía eléctrica, por lo que no requiere ninguna combustión que genere gases a la atmósfera, tampoco emite gases de efecto invernadero, ni gases destructores de la capa de ozono y tampoco gases acidificantes de la atmósfera. Por lo que se puede decir que es una energía limpia y que no genera ninguna alteración en el clima. Finalmente, este tipo de instalaciones no generan ningún residuo tóxico ni peligroso y tampoco radiactividad, los cuales son muy peligrosos tanto para el ser humano como para la flora y la fauna de la zona.

También se va a tener en cuenta el ruido producido por los componentes de la instalación, de los cuales los módulos fotovoltaicos no generan ningún ruido. El único componente que genera ruido es el inversor, el cual tiene incorporado el transformador, pero al trabajar a alta frecuencia el ruido producido no es audible para las personas.

El impacto visual de la instalación es casi inexistente, puesto que la instalación está colocada en la cubierta de la nave y se ha optado por la instalación de los módulos en horizontal para que estos se vean menos a pie de la instalación.

Al final de la vida útil de la instalación se realizará el desmantelamiento de la instalación, cuyo proceso no generará ningún residuo tóxico ya que los módulos fotovoltaicos y el resto de los componentes de la instalación se pueden reciclar.

Por lo tanto se puede concluir, que durante el funcionamiento de la instalación así como en el momento de retirar la instalación fotovoltaica no se va a generar ninguna sustancia, gas o partícula que afecte al entorno de la instalación.

## **2.4. CONCLUSIÓN**

El impacto ambiental derivados de una instalación fotovoltaica se puede considerar prácticamente nulo, a no ser que se trate de una campo o huerto solar que por su amplia extensión elimina mucho suelo utilizable. Se puede concluir por los razonamientos anteriores que el impacto más notable se produce en la fabricación de los componentes pero está regulado por leyes para que no afecte en gran medida al medio ambiente.

El uso de energías renovables contribuye positivamente a la reducción de gases de efecto invernadero y de la lluvia ácida. Así mismo se limita el impacto ambiental sobre el cambio climático.

Además de la reducción en emisiones, las instalaciones fotovoltaicas ayudan al ahorro energético, en este caso de la empresa en la que se integra la instalación arquitectónicamente.

En conclusión, las instalaciones solares fotovoltaicas de conexión a red tienen un impacto ambiental positivo además de estar perfectamente integrados en el entorno en el cual se instalan y dando una opinión favorable sobre el consumo de energías renovables.

ANEXO II

# CATÁLOGOS



ÍNDICE:

Catálogo 1: Detector de presencia 360º

Catálogo 2: Pulsador temporizado

Catálogo 3: Lámparas de inducción

Catálogo 4: Lámparas LED

Catálogo 5: Lámparas de tubo Philips

Catálogo 6: Módulos fotovoltaicos

Catálogo 7: Inversor

Catálogo 8: Cables

Catálogo 9: Controlador

## ANEXO II: CATÁLOGOS



DETECTORES DE PRESENCIA

# Detector de Presencia 360° Superficie



## Parámetros Técnicos

Alimentación	220 V
Frecuencia	50-60 Hz
Ángulo Detección	360°Horizontal - 160°Vertical
Protección	IP20
Tª Ambiente Trabajo	-20°C ~ +40°C
Material	PCB
Marco	Blanco
Distancia de Detección	9 m
Tiempo Retardo Mínimo	3 Segundos
Tiempo Retardo Máximo	7 Minutos
Certificados	CE & RoSH
Garantía	2 Años

## DESCRIPCIÓN DEL PRODUCTO

Detector de movimiento montaje sobre pared con 360° de cobertura horizontal, 160° vertical y hasta 9 metros de campo de detección a 1-2 metros de altura.

Capaz de captar emisiones invisibles infrarrojas procedentes de cualquier fuente de calor sin emitir ningún tipo de radiación.

El detector activa su circuito de salida cuando una fuente de calor se mueve delante del interruptor y se desactiva una vez se deje de captar el movimiento, tras un tiempo de retardo regulable.

- Instalación en pared
- Temporización y sensibilidad luminosa ajustables.

Cargas máximas recomendadas:

- Led: 200VA
- Incandescencia: 1000 W.
- Fluorescencia compensada: 250 VA.
- Halógenos baja tensión: 500 VA.
- Halógenas (230 Vc.a.): 1000 W.
- Lámparas bajo consumo: 200 VA.

# PULSADOR TEMPORIZADO TÁCTIL

## PT EMP EL4/EL5/EL6 PT SUP EL4

### DESCRIPCIÓN

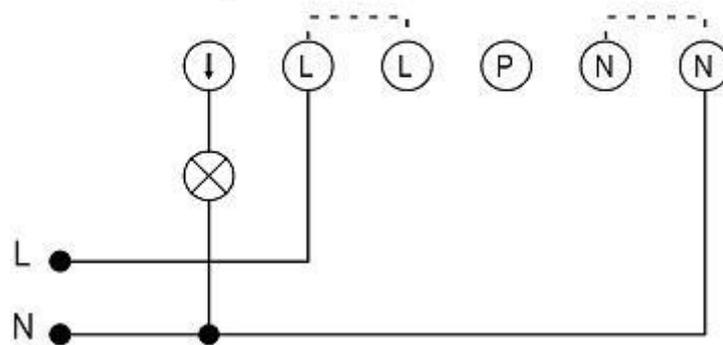


- Empotrable en caja de mecanismo o instalación en superficie.
- Instalación a 3 hilos: fase, neutro y vuelta de lámpara.
- Válido para incandescencia, halógenas y extractores.
- Led luminoso que permanece iluminado permanentemente.
- Rearmable en cualquier momento
- Tornillos de seguridad para impedir su robo.
- Color: blanco (4), antracita (5) o plata (6).

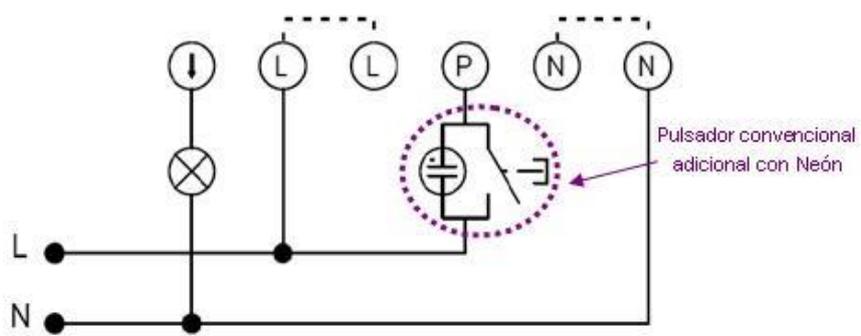
### CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

	PT EMP EL4, EL5 y EL6	PT SUP EL4
Tensión alimentación	230V~50Hz	
Carga		
- Incandescencia	3000W	
- Halógenas MBT (eléctrico)	3000W	
- Halógenas MBT (ferromag)	2400W	
- Extractores	200VA	
-Fluorescencia	1300W (130uF)	
- Lámparas bajo consumo o LED	18x7W, 12x11W, 1015W, 10x20W, 10x23W	
Temporización	30seg – 12min	
Color	Blanco, antracita o plata	Blanco
Montaje	Empotrado en caja universal mediante tornillos	En superficie con caja incorporada

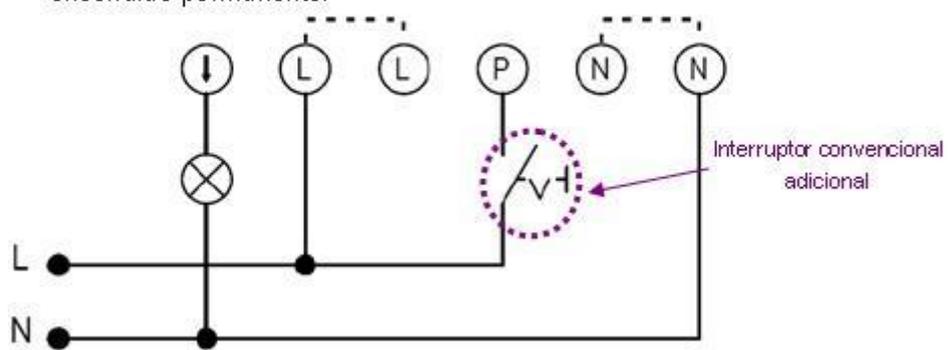
Instalación simple:



Instalación con pulsador convencional adicional:



Instalación con interruptor convencional adicional para encendido permanente:





### *Lámpara Inducción AXO-HCIR R*

#### Descripción del producto

Lámpara de inducción con casquillo E40, encendido instantáneo y larga vida útil

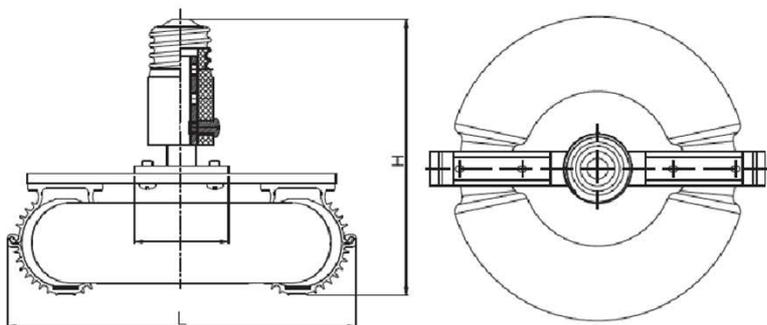
#### Ventajas del producto

- Arranque instantáneo
- Coste energético considerablemente reducido
- Driver externo
- Fuente de luz inducción
- Eficacia luminica >85 lm/W
- Grado de protección IP20
- THD<10%
- Temperatura de Trabajo -20°C-40°C
- Ángulo de apertura 360°
- Vida útil 80000h

## Características Técnicas

Modelo	Potencia	Medidas (LxH)	Lumens	CCT (K)	CRI	Lm/W	Factor Potencia
AXO-HCIR-120	120W	87x259	10200 lm	6000	>80	85	0.95
AXO-HCIR-200	200W	87x294	17000 lm	6000	>80	85	0.95

## Medidas Luminaria



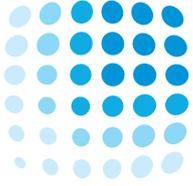
	Medidas (LxH)
120W	87x259
200W	87x294

## Certificaciones

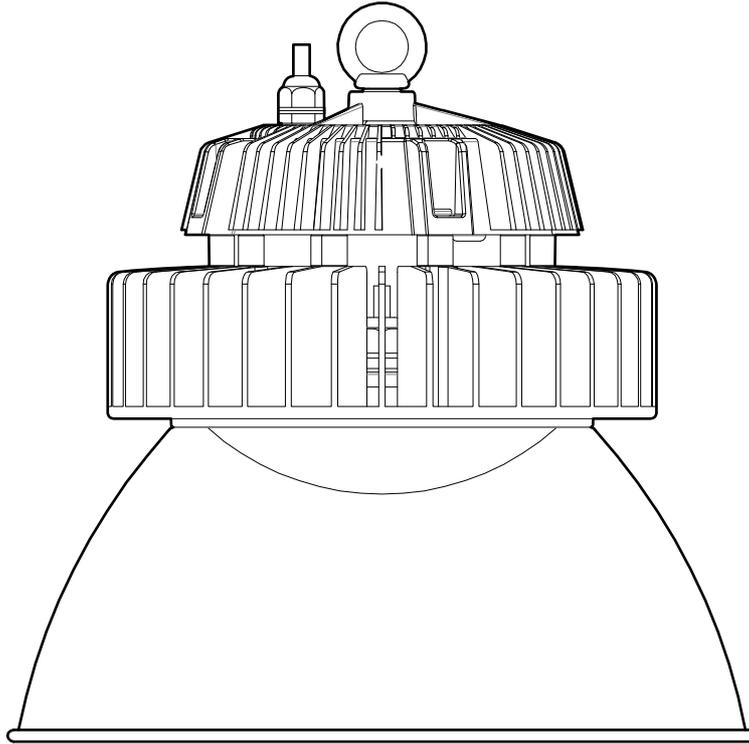
---



Axoled S.L.  
P.I. Les Masses, C/Almansa Nº3  
46725 Rótova  
Valencia  
Teléfono atención al cliente: 962965765  
[www.axoled.com](http://www.axoled.com)  
[info@axoled.com](mailto:info@axoled.com)



**AXOLED**  
ILUMINACION INDUSTRIAL



# AXO-HCBP

## HIGH BAY



# HIGH BAY AXOLED

## Introducción

---

## Axoled ha diseñado una campana industrial: SIMPLE, POTENTE Y FLIABLE

Con la nueva tecnología "cold-forging" y el disipador de aluminio puro hemos conseguido:

1. Gestionar adecuadamente la disipación del calor para alargar la vida útil. La velocidad de transmisión del calor es más rápida.
2. Ligera y manejable. Sus dimensiones son la mitad que una campana industrial tradicional.
3. Diseño compacto.
4. Gracias a la estabilidad química del aluminio puro, podemos instalarla en zonas más complejas.

Con Nichia 757D LED encapsulado en Japón, conseguimos un alto rendimiento y además:

1. una uniformidad completa.
2. Trabajar a temperaturas superiores a 120°C
3. Pasar el test LM80 con el mantenimiento lumínico requerido.
4. Con el LED SMD y el reflector opal, conseguir UGR por debajo de 22

### Driver Meanwell HBG

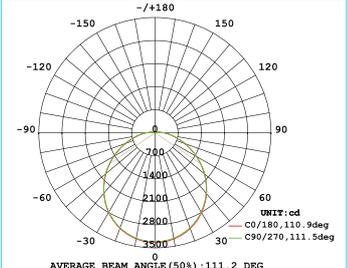
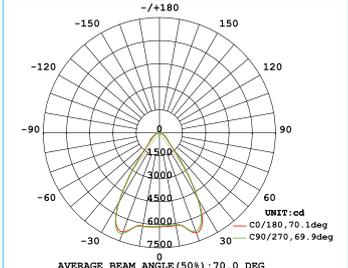
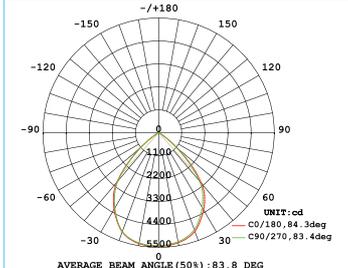
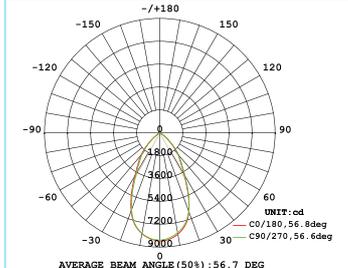
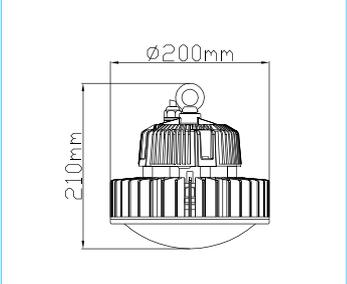
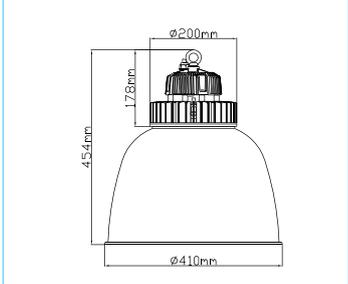
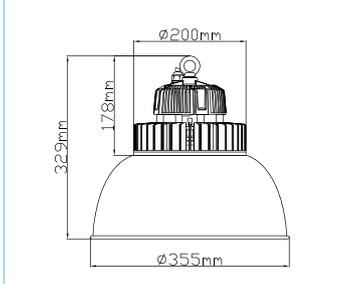
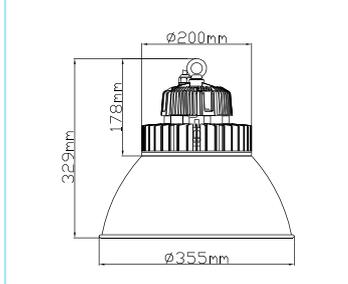
1. Driver regulable 0-10V y sensor de movimiento
2. IP66
3. Trabaja a temperaturas hasta 60°C
4. 5 Años de garantía

Además, podemos realizar proyectos a medida, diseñando cada elemento según las necesidades, ya que la fábrica está preparada para responder cualquier consulta.

Trabajar juntos es la manera de hacer negocio para AXOLED.



# AXO-HCBP 100W



Height	Eavg, Emax	Angle: 56.40deg	Diameter
3.281ft 1m	483.4, 791.0fc 5203, 8514lx		3.518ft 107.24cm
9.843ft 3m	53.71, 87.89fc 578.1, 946.0lx		10.55ft 321.71cm
16.4ft 5m	19.33, 31.64fc 208.1, 340.6lx		17.59ft 536.18cm
22.97ft 7m	8.84, 16.14fc 106.2, 173.8lx		24.63ft 750.65cm
29.53ft 9m	5.90, 9.76fc 64.2, 105.1lx		31.66ft 963.12cm

Height	Eavg, Emax	Angle: 83.23deg	Diameter
3.281ft 1m	249.8, 505.9fc 2689, 5466lx		5.829ft 177.67cm
6.562ft 2m	62.45, 126.5fc 672.2, 1366lx		11.66ft 355.35cm
9.843ft 3m	27.76, 56.22fc 298.8, 605.1lx		17.49ft 533.02cm
13.12ft 4m	15.61, 31.62fc 168.1, 340.4lx		23.32ft 710.69cm
16.4ft 5m	9.99, 20.24fc 107.6, 217.8lx		29.15ft 886.37cm

Height	Eavg, Emax	Angle: 69.96deg	Diameter
3.281ft 1m	394.5, 572.2fc 4247, 6159lx		4.591ft 139.94cm
9.843ft 3m	43.83, 63.58fc 471.8, 684.4lx		13.77ft 419.82cm
16.4ft 5m	15.78, 22.89fc 169.9, 246.4lx		22.96ft 699.70cm
22.97ft 7m	8.05, 11.68fc 86.46, 125.7lx		32.14ft 979.58cm
29.53ft 9m	4.87, 7.05fc 52.43, 76.04lx		41.32ft 1259.46cm

Height	Eavg, Emax	Angle: 110.92deg	Diameter
3.281ft 1m	91.83, 309.9fc 988.4, 3336lx		9.533ft 290.56cm
9.843ft 3m	10.20, 34.43fc 109.8, 370.6lx		28.6ft 871.69cm
16.4ft 5m	3.67, 12.40fc 39.54, 133.4lx		47.66ft 1452.82cm
22.97ft 7m	1.87, 6.32fc 20.17, 68.07lx		66.73ft 2033.95cm
29.53ft 9m	1.19, 3.82fc 12.20, 41.38lx		85.8ft 2615.08cm

Referencia	Potencia	Voltaje	Lumen	CCT	CRI	Regulación	Peso
AXO-HCBP100	100W	AC90-305V	10.500lm	5700K	>80	0-10V	2.8KG

**Observaciones:**

CCT: 2700K/3000K/4000K/5000/5700K

DIM: Opcional DALI, PWM y Triac

CRI: Opcional Ra80/Ra90 Otros requisitos consultar.

# AXO-HTH 150W



Referencia:	Potencia	Voltaje	Lumen	CCT	CRI	Regulación	Peso
AXO-HCBP150	150W	AC90-305V	15.750lm	5700K	>80	0-10V	3.8KG

**Observaciones:**

CCT: 2700K/3000K/4000K/5000/5700K

DIM: Opcional DALI, PWM y Triac

CRI: Opcional Ra80/Ra90 Otros requisitos consultar.

# AXO-HCBP 200W



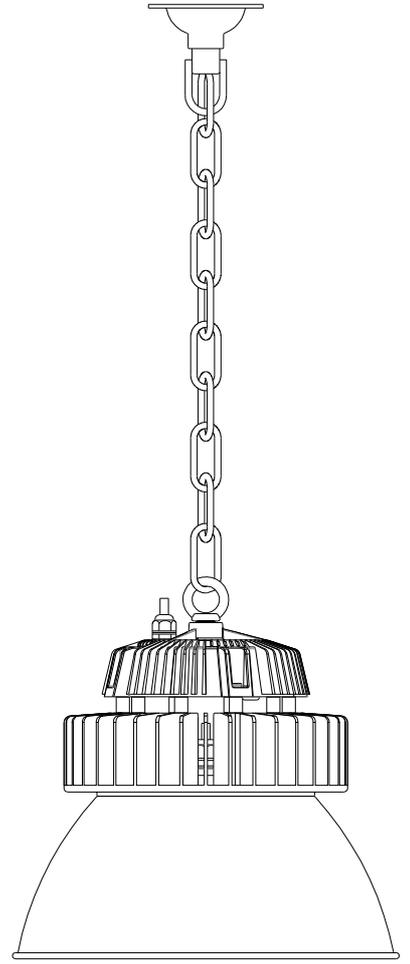
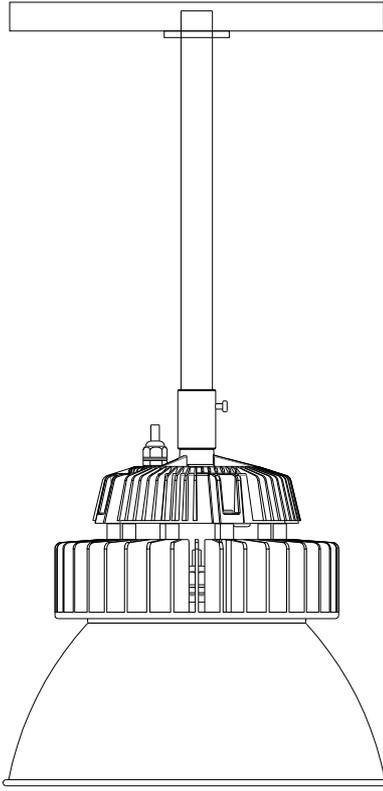
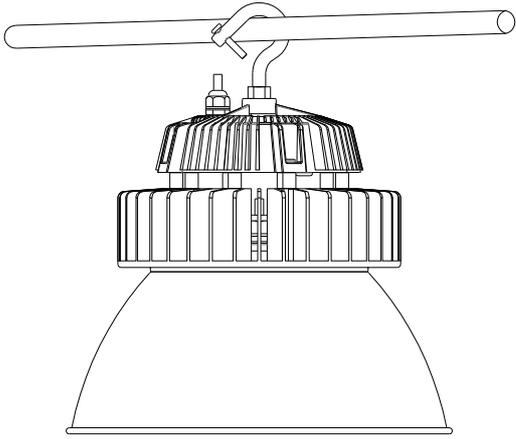
Referencia	Potencia	Voltage	Lumen	CCT	CRI	Regulación	Peso
AXO-HCBP200	200W	AC90-305V	21.000lm	5700K	>80	0-10V	5.4KG

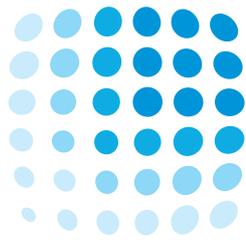
**Observaciones:**

CCT: 2700K/3000K/4000K/5000/5700K DIM:  
Opcional DALI, PWM y Triac

CRI: Opcional Ra80/Ra90 Otros requisitos  
consultar.

# OPCIÓN INSTALACIÓN





**AXOLED**  
ILUMINACION INDUSTRIAL

# ***HIGH BAY***



# CorePro LEDtubo EM/230V

## CorePro LEDtube 1200mm 16W865 C G

CorePro LEDtubo le ofrece aún más valor. Gracias a la nueva carcasa de vidrio ahora son más asequibles. Además, hemos mejorado el consumo de energía de 80 a 100 lm/w para que sean más eficientes. La sustitución directa de los CorePro LEDtubo ofrece ahorros instantáneos debido a su bajo consumo energético, así de simple. Perfecto para aplicaciones básicas que demandan una solución asequible.

### Datos del producto

Información general	
Base de casquillo	G13 [ Medium Bi-Pin Fluorescent]
Aplicación principal	Industrias
Vida útil nominal (nom.)	30000 h
Ciclo de conmutación	200.000X
B50L70	30000 h
Datos técnicos de la luz	
Código de color	865 [ CCT de 6500 K]
Ángulo de haz (nom.)	240 °
Flujo lumínico (nom.)	1600 lm
Flujo lumínico (nominal) (nom.)	1600 lm
Ángulo de haz nominal	240 °
Temperatura del color con correlación (nom.)	6500 K
Consistencia del color	<6
Índice de reproducción cromática -IRC (nom.)	80
Llmf al fin de vida útil nominal (nom.)	70 %

Operativos y eléctricos	
Frecuencia de entrada	50 a 60 Hz
Power (Rated) (Nom)	16 W
Corriente de lámpara (nom.)	74 mA
Hora de inicio (nom.)	0.5 s
Tiempo de calentamiento hasta el 60% flujo lum. (nom.)	instant full light s
Factor de potencia (nom.)	0.9
Voltaje (nom.)	220-240 V
Temperatura	
T ambiente (máx.)	45 °C
T ambiente (mín.)	-20 °C
T de almacenamiento (máx.)	65 °C
T de almacenamiento (mín.)	-40 °C
Temperatura máxima (nom.)	56 °C

# CorePro LEDtubo EM/230V

## Controles y regulación

Regulable	No
-----------	----

## Mecánicos y de carcasa

Longitud de producto	1200 mm
----------------------	---------

## Aprobación y aplicación

Producto de ahorro de energía	Sí
Apto para la iluminación de acento	No
Etiqueta de eficiencia energética (EEL)	A+
Certificados disponibles	Marca CE Conformidad con RoHS Certificado KEMA Keur
Consumo energético kWh/1000 h	16 kWh

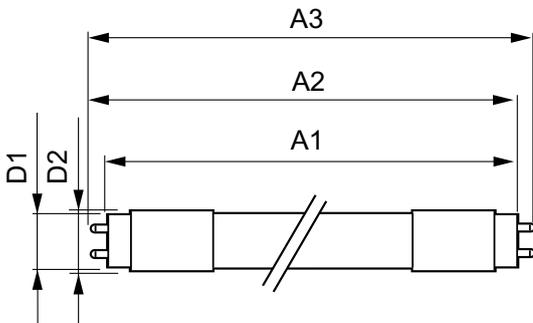
## Datos de producto

Código de producto completo	871869649283300
Nombre de producto del pedido	CorePro LEDtube 1200mm 16W865 C G
EAN/UPC - Producto	8718696492833
Código de pedido	49283300
Cantidad por paquete	1
Numerador - Paquetes por caja exterior	10
N.º de material (12NC)	929001173102
Peso neto (pieza)	0.215 kg

## Advertencias y seguridad

• -

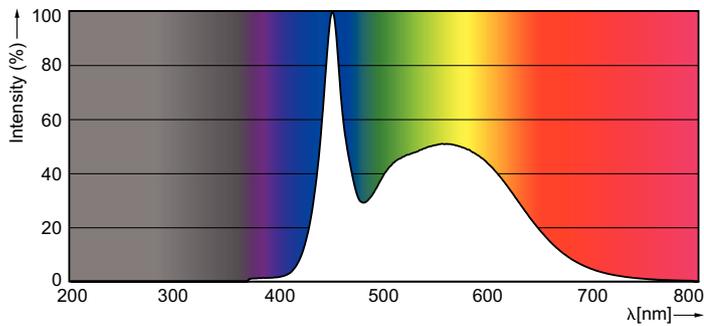
## Plano de dimensiones



LEDtube 1200mm 16W/865 C G

Product	D1	D2	A1	A2	A3
CorePro LEDtube 1200mm 16W865 C G	25.68 mm	28 mm	1198.0 mm	1205.0 mm	1212.0 mm

## Datos fotométricos





# SHARP

ND-RC250|250 W

ND-RC255|255 W

ND-RC260|260 W

Polycrystalline silicon photovoltaic modules

250/255/260W  
The reliable solution



## For your independence

Take advantage of solar panels + battery solutions for maximum independence



50 years of solar expertise



Guaranteed positive power tolerance (0/+5 %)



Made in Germany



Top PV brand award



Proven Quality

VDE (IEC/EN 61215, IEC/EN61730)  
Safety Class II / CE  
MCS accredited product  
ISO 9001 / ISO 14001



Polycrystalline technology

10 YEARS

Product guarantee\*

25 YEARS

Linear performance guarantee\*



up to 15.8 % module efficiency



Robust product design

\* In order to validate the guarantee, the modules have to be registered under [www.brandaddedvalue.net](http://www.brandaddedvalue.net) within a period of 12 weeks after delivery.

### Electrical data (at STC)

		ND-RC260	ND-RC255	ND-RC250	
Maximum power	$P_{max}$	260	255	250	$W_p$
Open-circuit voltage	$U_{oc}$	37.7	37.6	37.5	V
Short-circuit current	$I_{sc}$	9.01	8.88	8.76	A
Voltage at point of maximum power	$U_{mpp}$	30.5	30.4	30.3	V
Current at point of maximum power	$I_{mpp}$	8.51	8.38	8.24	A
Module efficiency	$\eta_m$	15.8	15.5	15.2	%

STC = Standard Test Conditions: irradiance 1,000 W/m<sup>2</sup>, AM 1.5, cell temperature 25 °C.  
Rated electrical characteristics are within ±10 % of the indicated values of  $I_{sc}$ ,  $U_{oc}$ , and 0 to +5 % of  $P_{max}$  (power measurement tolerance ±3 %).

### Electrical data (at NOCT)

		ND-RC260	ND-RC255	ND-RC250	
Maximum power	$P_{max}$	190	187	183	$W_p$
Open-circuit voltage	$U_{oc}$	34.6	34.6	34.5	V
Short-circuit current	$I_{sc}$	7.33	7.22	7.12	A
Voltage at point of maximum power	$U_{mpp}$	27.6	27.5	27.4	V
Module efficiency	$\eta_m$	14.5	14.2	13.9	%

NOCT: Module operating temperature at 800 W/m<sup>2</sup> irradiance, air temperature of 20 °C, AM 1.5, wind speed of 1 m/s. NOCT: 47°C

### Limit values

Maximum system voltage	1,000 V
Over-current protection	15 A
Temperature range	-40 to 85° C
Maximum mechanical load	2,400 Pa

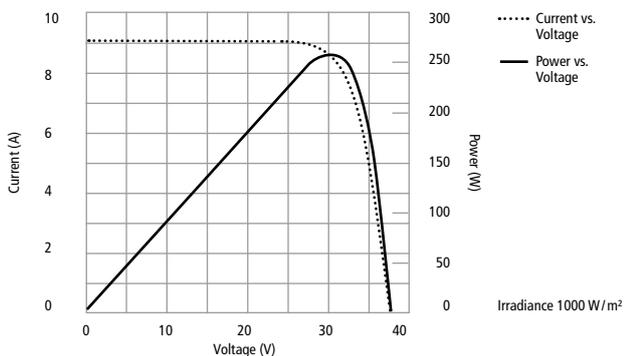
### Mechanical data

Length	1,660 mm
Width	990 mm
Depth	50 mm
Weight	20 kg

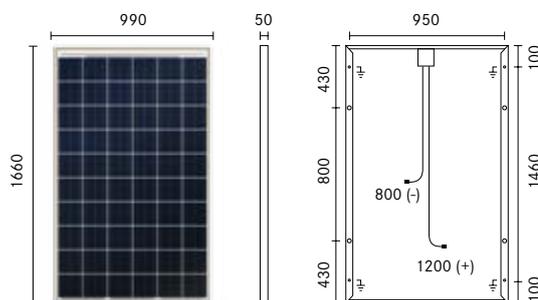
### Temperature coefficient

$P_{max}$	-0.42 % /°C
$U_{oc}$	-0.31 % /°C
$I_{sc}$	0.05 % /°C

### Characteristic curves ND-RC260



### Dimensions



### General data

Cells	polycrystalline, 156.5 mm × 156.5 mm, 60 cells in series
Front glass	low iron tempered glass, 3 mm
Frame	anodized aluminium alloy, silver
Connection box	PPE/PPO resin, IP65 Rating, 109 x 110 x 13.7 mm, 3 bypass diodes
Cable	CE cable, length 1,200 mm(+), 800 mm (-)
Connector	MC4

### Packaging data

Modules per palette	22 pcs
Palette size (L × W × H)	1.2 m × 1.0 m × 1.85 m
Palette weight	approx. 490 kg
Modules packed in one carton	22 pcs



[www.sharp.eu](http://www.sharp.eu)

**SHARP**

### Contact Sharp

SHARP ENERGY SOLUTIONS EUROPE  
A DIVISION OF SHARP ELECTRONICS (EUROPE) LTD.  
SONNINSTR. 3  
20097 HAMBURG  
GERMANY  
T: +49 (0) 40/2376-2436  
F: +49 (0) 40/2376-2193

### Contact Installer

Local responsibility: **Benelux** SolarInfo.seb@sharp.eu, **France** SolarInfo.fr@sharp.eu, **Germany** SolarInfo.de@sharp.eu, **Poland** energy-info.pl@sharp.eu  
**Spain & Portugal** SolarInfo.es@sharp.eu, **United Kingdom** SolarInfo.uk@sharp.eu, **Other countries** SolarInfo.Europe@sharp.eu

## 02

## Inversores Centralizados

Los inversores Sirio Centralizados permiten la conexión directa a la red de distribución de baja tensión garantizando su separación galvánica del equipo de corriente continua. El dimensionado amplio del transformador y de los demás componentes del inversor permiten una alta eficiencia de conversión y garantizan un rendimiento que se sitúa entre los más altos de los aparatos de la misma categoría.

### Máxima energía y seguridad

El algoritmo de búsqueda del punto de máxima potencia (MPPT), implementado en el sistema de control de los inversores Sirio Centralizados, permite aprovechar completamente, en cualquier condición de radiación y de temperatura, el generador fotovoltaico haciendo que el equipo trabaje constantemente con un rendimiento máximo.

En el caso de ausencia de sol, el convertidor se sitúa inmediatamente en stand-by, retomando el funcionamiento normal cuando vuelve el sol; esta característica permite reducir al mínimo el autoconsumo y maximizar la producción de energía. Todas estas características, junto con una cuidadosa selección de los componentes y de la producción con calidad garantizada, de conformidad con los estándares ISO 9001, hacen que los inversores trifásicos con transformador de la serie Sirio sean extraordinariamente eficientes y fiables, garantizando una producción de energía al máximo nivel.



### Reductor de Potencia Térmica

El reductor de potencia en función de la temperatura tiende a proteger a los semi conductores del inversor del recalentamiento en el caso que se encuentren en ambientes con una temperatura por encima de la específica de la instalación o a causa de problemas de la ventilación forzada, todo ello sin bloquear al inversor. Los sistemas Centralizados Sirio garantizan un suministro de potencia nominal hasta 45°C ambiente, una vez superado este límite el inversor disminuye gradualmente la potencia emitida en la red a modo de mantener dentro del límite máximo la temperatura de los disipadores de calor. Una vez que se ha entrado en el intervalo térmico de funcionamiento normal, el inversor restablece un punto de trabajo perfecto garantizando nuevamente la transferencia máxima de potencia.

### Facilidad de instalación y mantenimiento

El volumen es muy reducido. En efecto, no es necesario prever espacios laterales o posteriores en el aparato dado que se puede acceder completamente de forma frontal a la electrónica y los complementos. El funcionamiento, completamente automático, garantiza una considerable sencillez de uso y de instalación, así como una puesta en funcionamiento fácil que permite evitar errores de instalación y configuración que podrían provocar averías o reducción de la productividad del equipo.

### Soluciones personalizadas

A petición, AROS puede suministrar los inversores de la serie Sirio Centralizados personalizados en función de las necesidades del cliente. Algunas de las opciones disponibles son el control integrado de aislamiento y el kit para conectar el polo a tierra (positivo o negativo) necesario con ciertos tipos de módulos fotovoltaicos.

### Certificado de Inspección en Fábrica

Los inversores Centralizados Sirio cumplen con los criterios del "Made in EU" ya que están diseñados, fabricados y probados en nuestra fábrica de Italia.



## 02

## Sirio K100 y K100 HV

INVERSORES CENTRALIZADOS

**CRITERIOS PARA EL SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD**

Toda la gama es configurable de acuerdo a las siguientes normas:

- CEI 0-21
- CEI 0-16
- VDE AR-N-4105
- VDE 0126-1-1
- G59/2
- Real Decreto 1663-2000
- P012.3

**OPCIONES DISPONIBLES**

- Kit para conectar el polo a tierra (positivo o negativo)
- Protección contra sobretensiones SPD

MODELOS	Sirio K100	Sirio K100 HV
Potencia aconsejada del campo fotovoltaico	125 kWp max	80 kWp min
Potencia nominal corriente alterna	100 kW	
Potencia máxima corriente alterna	110 kW	
<b>ENTRADA</b>		
Tensión continua máxima en circuito abierto	800 Vcc	880Vcc
Intervalo MPPT	330 ÷ 700 Vcc	450 ÷ 760 Vcc
Intervalo de ejercicio	330 ÷ 700 Vcc	450 ÷ 760 Vcc
Corriente de entrada máxima	320 Acc	245 Acc
Tensión de umbral para el suministro hacia la red	390 Vcc	540 Vcc
Tensión de Ripple		<1%
Número de entradas		1
Número de MPPT		1
Conectores CC		Bus Bar
<b>SALIDA</b>		
Tensión de ejercicio	400 Vca	
Intervalo operativo	340 ÷ 460 Vca <sup>(1)</sup>	
Intervalo para la máxima potencia	340 ÷ 460 Vca	
Intervalo de frecuencia	47,5 ÷ 51,5 Hz <sup>(1)</sup>	
Intervalo de frecuencia configurable	47 ÷ 53 Hz	
Corriente nominal	115 Aca	
Corriente máxima	146 Aca	
Corriente de cortocircuito	219 Aca	
Distorsión armónica (THDi)	<3%	
Factor de potencia	de 0,9 ind. a 0,9 cap. <sup>(1)</sup>	
Separación galvánica	Transformador BF	
Conectores CA	Bus Bar	
<b>SISTEMA</b>		
Rendimiento máximo	96,1%	96,1%
Rendimiento europeo	95,1%	95,1%
Consumo en stand-by		<32W
Consumo de noche		<32W
Protecciones internas		Magnetotérmico lado CA y seccionador en lado CC
Protección funcionamiento en isla		Si
Detección dispersión hacia tierra		Si
Disipación de calor		ventilador controlado
Temperatura de servicio		0°C÷45°C (sin reducción de potencia)
Temperatura de almacenamiento		-20°C÷70°C
Humedad		0÷95% sin condensación

(1) Estos valores pueden variar de acuerdo con las regulaciones locales



## CARACTERÍSTICAS

**Color:** RAL 7035

**Dimensiones (AxPxL):** 800x800x1900 mm

**Peso:** 720 Kg

**Nivel de protección:** IP20

**Nivel sonoro:** <68dBA

## COMUNICACIÓN

**Pantalla:** LCD a color táctil

**Interfaz de comunicación:** 2xRS232 de serie, RS485, ModBUS y Ethernet opcional (versión ranura)

**Protocolos:** ModBUS y ModBUS/TCP

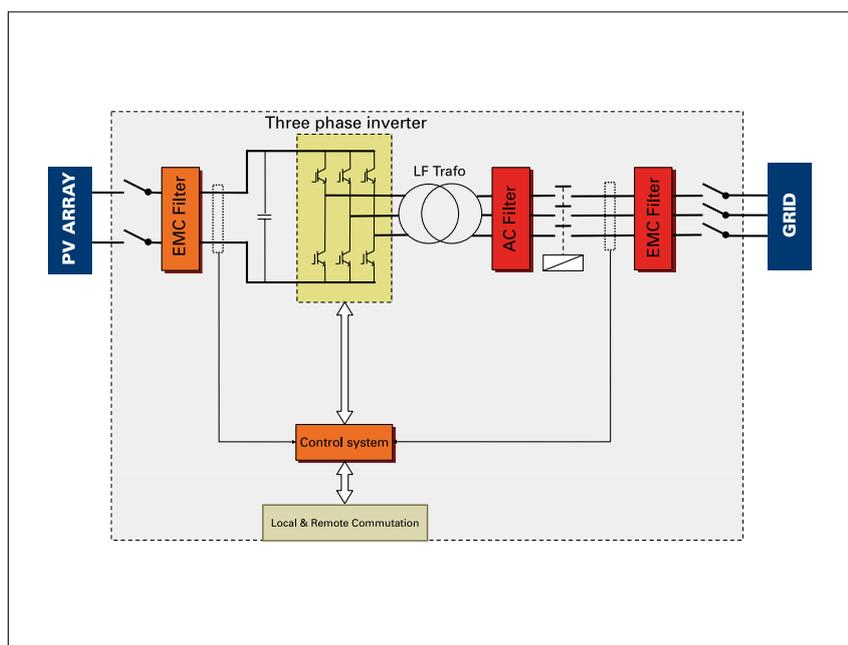
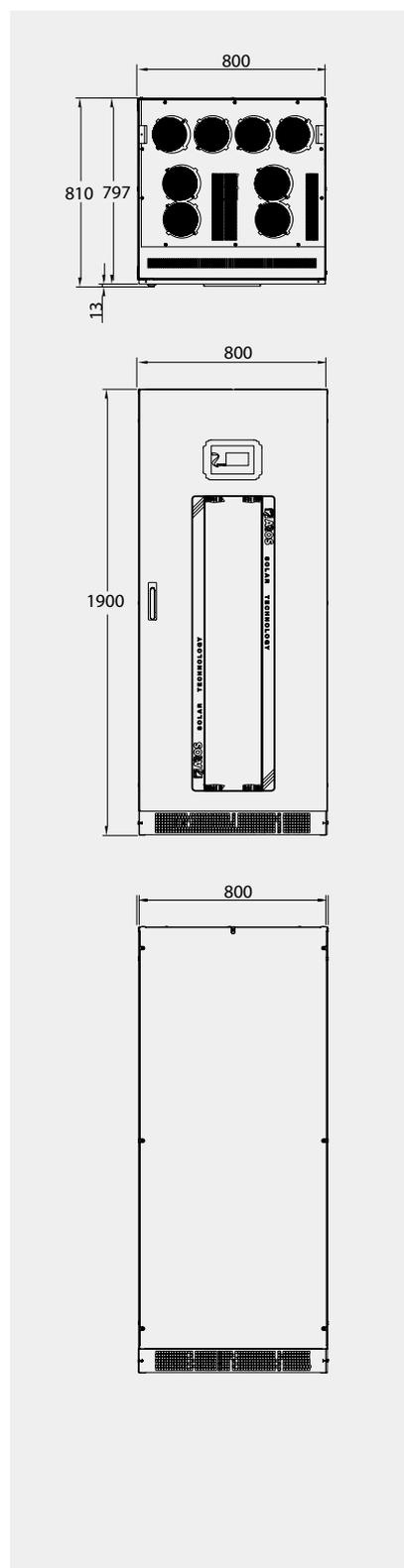
## CONFORMIDAD

**EMC:** EN61000-6-3, EN61000-6-2, EN61000-3-11, EN61000-3-12

**Seguridad:** EN62109-1, EN62109-2

**Directivas:** Directiva de baja tensión: 2006/95/EC, EMC Directiva: 2004/108/EC

**Criterios para el suministro de electricidad:** CEI 0-21, CEI 0-16, A70, VDE AR-N-4105, VDE 0126-1-1, G59/2, Real Decreto 1663-2000, PO12.3



CONCEPTO	CODIGO TELEMATEL 0121 +	P R E C I O EUROS Km.	CONCEPTO	CODIGO TELEMATEL 0121 +	P R E C I O EUROS Km.		
<p><b>CABLES DE DISTRIBUCION DE ENERGIA DE BAJA TENSION</b></p> <p><b>SEGURFOC - 331 (0,6 / 1kV)</b></p> <p>Conductor de Cu: Clase 5. Aislamiento: Compuesto termoestable especial ignífugo. Cubierta: Poliolefina color naranja. Temp. máx. de utilización: 90°C. Resistente al fuego. No propagador de incendio. Libre de halógenos. Baja emisión de humos opacos. Aplicación: Para circuitos de seguridad en locales de pública concurrencia.</p>			<p><b>EXZHELLENT XXI D.I.</b></p> <p>Libre de halógenos. INFIRE. No propagador de incendio. Baja emisión de humos opacos. Conductor de Cu: Clase 5. Tensión 0,6/1kV. Aislamiento: XLPE. Cubierta: Poliolefina verde. Temperatura máx. utilización: 90°C. Aplicación: derivaciones individuales</p>				
<p>Cód. Sección mm<sup>2</sup> Ø mm. ext. aprox.</p>			<p>Cód. Sección mm<sup>2</sup></p>				
	1621106 NJP	1 x 1,5	008343	1.658			
	1621107 NJP	1 x 2,5	008350	2.016			
	1621108 NJP	1 x 4	008367	2.590			
	1621109 NJP	1 x 6	008374	3.718			
	1621110 NJP	1 x 10	008381	4.848			
	1621111 NJP	1 x 16	008398	6.314			
	1621112 NJP	1 x 25	008404	8.596			
	1621113 NJP	1 x 35	011916	12.534			
	1623114 NJP	1 x 50	011923	16.372			
	1623115 NJP	1 x 70	011930	22.426			
	1623116 NJP	1 x 95	011947	28.846			
	1623117 NJP	1 x 120	011954	36.804			
	1623118 NJP	1 x 150	011961	42.648			
	1623119 NJP	1 x 185	011978	54.902			
	1623120 NJP	1 x 240	011985	66.504			
	1621206 NJP	2 x 1,5	008411	3.724			
	1621207 NJP	2 x 2,5	008428	4.490			
	1621208 NJP	2 x 4	015963	6.244			
	1621209 NJP	2 x 6	015977	7.580			
	1621306 NJP	3 G 1,5	008480	4.252			
	1621307 NJP	3 G 2,5	008497	5.432			
	1621308 NJP	3 G 4	008503	7.462			
	1621309 NJP	3 G 6	008510	10.022			
	1621310 NJP	3 G 10	016020	14.170			
	1621406 NJP	4 G 1,5	008558	5.302			
	1621407 NJP	4 G 2,5	008565	6.538			
	1621408 NJP	4 G 4	008572	9.048			
	1621409 NJP	4 G 6	008589	11.984			
	1621410 NJP	4 G 10	016032	18.272			
	1621411 NJP	4 G 16	016041	24.560			
	1621412 NJP	4 x 25	016057	35.428			
	1621413 NJP	4 x 35	016060	50.358			
	1621414 NJP	4 x 50	016070	71.342			
	1621506 NJP	5 G 1,5	008619	7.300			
	1621507 NJP	5 G 2,5	008626	8.782			
	1621508 NJP	5 G 4	008633	11.430			
	1621509 NJP	5 G 6	008640	15.576			
	1621510 NJP	5 G 10	008657	21.370			
	1621511 NJP	5 G 16	016087	32.426			
	1621512 NJP	5 G 25	016091	46.834			
	1621513 NJP	5 G 35	016101	63.898			
	1621514 NJP	5 G 50	016118	87.164			
	ROLLOS						
	1622206 NJP	2 x 1,5	015044	3.922			
	1622207 NJP	2 x 2,5	015053	4.732			
	1622306 NJP	3 G 1,5	015069	4.476			
	1622307 NJP	3 G 2,5	015072	5.712			
	1622406 NJP	4 G 1,5	015082	5.578			
	1622407 NJP	4 G 2,5	015099	6.886			
	1622506 NJP	5 G 1,5	015102	7.686			
	1622507 NJP	5 G 2,5	015112	9.244			
							
					<p><b>EXZHELLENT-XXI 1.000V RZ1-K (AS)</b></p> <p>Libre de halógenos. UNFIRE - No propagador de incendio. Baja emisión de humos opacos. Sin corrosividad. (Transmitancia superior al 90%). Conductor de Cu: Clase 5. Tensión: 0,6/1kV. Aislamiento: XLPE, Cubierta: Poliolefina verde. Temperatura máx. de utilización: 90°C. Aplicación: Locales de pública concurrencia.</p>		
					<p>Cód. Sección mm<sup>2</sup> Ø mm. ext. aprox.</p>		
			1992107 VDP	1 x 2,5	6,2	002976	1.146
			1992108 VDP	1 x 4	6,7	002983	1.372
			1992109 VDP	1 x 6	7,2	002990	1.838
			1992110 VDP	1 x 10	8,5	003003	2.838
			1992111 VDP	1 x 16	9,6	003010	4.110
			1992112 VDP	1 x 25	11,2	003027	6.392
			1992113 VDP	1 x 35	12,8	003034	9.224
			1992114 VDP	1 x 50	14,5	003041	12.224
			1992115 VDP	1 x 70	16,7	003058	16.814
			1992116 VDP	1 x 95	18,4	003065	22.024
			1992117 VDP	1 x 120	20,5	003072	27.338
			1992118 VDP	1 x 150	22,8	003089	34.244
			1992119 VDP	1 x 185	25,2	003096	42.716
			1992120 VDP	1 x 240	28,3	003102	54.596
			1992121 VDP	1 x 300		013745	71.228
			1992122 VDP	1 x 400		013753	99.208
			1992206 VDP	2 x 1,5	8,4	003119	1.772
			1992207 VDP	2 x 2,5	9,3	003126	2.420
			1992208 VDP	2 x 4	10,3	003133	3.656
			1992209 VDP	2 x 6	11,4	003140	4.536
			1992210 VDP	2 x 10	14	003157	7.858
			1992211 VDP	2 x 16		013768	12.388
			1992306 VDP	3 G 1,5	8,9	003164	2.086
			1992307 VDP	3 G 2,5	9,8	003171	3.050
			1992308 VDP	3 G 4	10,9	003188	3.916
			1992309 VDP	3 G 6	12,1	003195	5.468
			1992309 VDPX	3 x 6		013770	5.468
			1992310 VDP	3 G 10	14,9	003201	8.812
			1992310 VDPX	3 x 10		013789	8.812
			1992311 VDP	3 G 16		011404	13.076
			1992311 VDPX	3 x 16		014894	13.076
			1992312 VDP	3 x 25		013795	21.030
			1992313 VDP	3 x 35		013807	29.840
			1992314 VDP	3 x 50		016234	41.180
			1992406 VDP	4 G 1,5	9,6	003218	2.610
			1992407 VDP	4 G 2,5	10,7	003225	3.710
			1992408 VDP	4 G 4	11,9	003232	4.936
			1992409 VDP	4 G 6	13,3	003249	7.204
			1992409 VDPX	4 x 6	13,3	013816	7.204
			1992410 VDP	4 G 10	16,4	003256	11.152
			1992410 VDPX	4 x 10	16,4	013822	11.152
			1992411 VDP	4 G 16	20,5	003263	17.918
			1992411 VDPX	4 x 16	20,5	013835	17.918



## Cómodo

- Monitorización y control centrales de los inversores de string
- Interfaz estandarizada Modbus para equipos de comunicación de orden superior

## Universal

- Cumplimiento de los requisitos nacionales e internacionales para la integración de redes
- Interfaces analógicas y digitales para el ajuste predeterminado de las potencias activa y reactiva

## Profesional

- Optimizado para el uso industrial gracias a la sólida carcasa y a los componentes de alta calidad
- Integración de la tecnología de sensores

## Seguro

- Aviso directo por email en caso de error
- Monitorización y mantenimiento a distancia a través de la interfaz de usuario integrada y Sunny Portal

## SMA CLUSTER CONTROLLER

### Monitorización y control profesional para plantas descentralizadas

El SMA Cluster Controller junto con los inversores de SMA constituye la unidad central de comunicación para monitorizar, registrar datos y controlar grandes plantas fotovoltaicas.

Gracias a la amplia gama de entradas y salidas tanto digitales como analógicas así como al rápido intercambio de datos mediante una interfaz basada en ethernet (por ejemplo Modbus TCP), se pueden realizar una gran cantidad de aplicaciones diferentes que van desde la gestión de la inyección a la tecnología de sensores.

Junto con la solución estándar para plantas comerciales de gran tamaño con una capacidad de hasta 75 equipos, SMA ofrece otra solución para las plantas pequeñas con 25 equipos.

Como interfaz profesional para este tipo de sistemas, el SMA Cluster Controller es una interfaz profesional para este tipo de sistemas y es ideal para empresas suministradoras de energía, comercializadores directos, técnicos de servicio y operadores de planta.

Datos técnicos	SMA Cluster Controller
<b>Comunicación</b>	
Inversor	Speedwire, 10/100 Mbit/s
Red de datos (LAN)	Fast ethernet, 10/100 Mbit/s
Interfaces de datos	HTTP, FTP, Modbus TCP/UDP, SMTP, Sunny Portal
<b>Conexiones</b>	
Inversor/red de datos (LAN)	2 puertos/10 BASE-T o 100 BASE-TX, RJ45, conectado
Memoria de datos	2 hembrillas USB 2.0 de alta velocidad, tipo A
Suministro de tensión/señal analógica/digital	Conectores de enchufe/bornes de resorte a presión
<b>Número máx. de equipos de SMA</b>	
Speedwire	75/25*
<b>Alcances máx. de la comunicación</b>	
Speedwire/LAN	100 m (entre dos equipos)
<b>Suministro de tensión</b>	
Suministro de tensión	Fuente de alimentación externa (disponible como accesorio)
Tensión de entrada	18 V CC ... 30 V CC
Consumo de potencia	Típ. 12 W/máx. 30 W
<b>Condiciones ambientales durante el funcionamiento</b>	
Temperatura ambiente	-25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F)
Humedad relativa del aire	4% ... 95%, sin condensación
Altitud sobre el nivel del mar	0 m ... 3 000 m
<b>Pantalla</b>	
Tipo	Pantalla de cristal líquido (LCD) monocromática retroiluminada
Idiomas de visualización	Alemán, inglés
<b>Memoria</b>	
Interna	1,7 GB organizados como búfer circular
Externa	Memoria de masas USB (disponible como accesorio)
<b>Interfaces USB</b>	
Cantidad/especificación /conectores	2/USB 2.0 de alta velocidad/tipo A
<b>Entradas digitales</b>	
Cantidad	8
Uso	Ajustes predeterminados de las potencias activa y reactiva
<b>Entradas analógicas</b>	
Cantidad	3 señales de corriente, 1 señal de tensión
Rango de medición	0 mA ... 20 mA o 0 V ... +10 V
Uso	Medición de irradiación, ajustes predeterminados de potencia activa/reactiva o medición de corriente/tensión
<b>Medición de temperatura</b>	
Cantidad/tipo de sensor	2/PT100/PT1000 (conexión de dos o cuatro conductores)
Rango de medición	-40 °C ... +85 °C (-40 °F ... +185 °F)
Uso	Medición de la temperatura ambiente y de las células
<b>Salidas digitales</b>	
Cantidad/modelo	3/contactos de relé libres de potencial
Capacidad de carga máx.	48 V DC/30 W
Uso	Aviso de errores, advertencias y limitación de la potencia activa
<b>Salidas analógicas</b>	
Cantidad/corriente de trabajo	2/4 mA ... 20 mA
Uso	Confirmación de los ajustes predeterminados de las potencias activa y reactiva
<b>Datos generales</b>	
Dimensiones (ancho x alto x fondo)	275/133/71 mm (10,8/5,2/2,8 inch)
Peso	0,9 kg (2,0 lb)
Lugar de montaje/tipo de protección de la carcasa	Interiores/IP20
Tipo de montaje	Montaje sobre carril DIN
Indicación de estado	Pantalla de cristal líquido (LCD), leds
Idiomas del software, idiomas de las instrucciones	Alemán, inglés, italiano, español, francés, neerlandés, portugués, griego, checo
<b>Equipamiento</b>	
Manejo	Servidor web integrado, pantalla, teclado
Reloj	Reloj en tiempo real con almacenamiento en búfer sin mantenimiento
Funciones ampliadas mediante Sunny Portal	Monitorización de la planta y las ganancias, tratamiento de los valores de medición, análisis de rendimiento, presentación, informes de estado/generales, acceso móvil a datos
Garantía	5 años
Certificados y autorizaciones	www.SMA-Solar.com
<b>Accesorios (opcional)</b>	
Fuente de alimentación para carril DIN	Entrada: 100 V ... 240 V AC/45 ... 65 Hz, salida: 24 V CC/2,5 A
Lápez de memoria USB	4 GB o 8 GB, calidad industrial totalmente fiable
Modelo comercial	CLCON-10/*CLCON-S-10