



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA  
SUPERIOR INGENIEROS  
INDUSTRIALES VALENCIA

TRABAJO FIN DE GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

# PROYECTO DE PLANTA FOTOVOLTAICA DE 1 MW<sub>p</sub> EN ABANILLA (MURCIA)

AUTOR: ENRIQUE ANDREU RICO

TUTOR: CARLOS ROLDÁN PORTA

COTUTOR: CARLOS ROLDÁN BLAY

Curso Académico: 2017-18

## **AGRADECIMIENTOS**

Me gustaría agradecer a mis padres todo el apoyo que me han mostrado permaneciendo siempre a mi lado, animándome incluso en los malos momentos. También a mis compañeros y amigos con los que he compartido grandes experiencias durante estos años.

Finalmente, querría reconocer la dedicación mostrada por mi tutor durante la elaboración de este proyecto.

*“Para salir de un camino, hay que atravesarlo”.* Robert Frost (1874-1963)

## **RESUMEN**

Este proyecto tiene como finalidad el diseño de una planta fotovoltaica de 1 MW pico, situada en Abanilla (Murcia), para la generación de electricidad y su inyección a red.

Partiendo de los trámites administrativos necesarios para la puesta en marcha de la planta y de la selección justificada de los componentes que la conforman, se diseña de manera razonada el cableado para la conexión de los elementos que integran la planta, así como las protecciones necesarias para garantizar su seguridad.

Se estima también la producción de electricidad que permite mostrar la ventaja que supone el seguidor solar respecto a estructuras fijas en términos de captación de energía solar.

Asimismo, se hace hincapié en el mantenimiento y en la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> que puede suponer la instalación.

Por último, se realiza un análisis económico para estudiar la viabilidad del proyecto partiendo del presupuesto elaborado.

**Palabras Clave:** Fotovoltaica, módulos fotovoltaicos, seguidores solares, inversores, cableado, protecciones.

## RESUM

Este projecte té com a finalitat el disseny d'una planta fotovoltaica d'1 MW pic, situada en Abanilla (Múrcia), per a la generació d'electricitat i la seua injecció a xarxa.

Partint dels tràmits administratius necessaris per a la posada en marxa de la planta i de la selecció justificada dels components que la conformen, es dissenya de manera raonada el cablejat per a la connexió dels elements que integren la planta, així com les proteccions necessàries per a garantir la seua seguretat.

S'estima també la producció d'electricitat que permet mostrar l'avantatge que suposa el seguidor solar respecte a estructures fixes en termes de captació d'energia solar.

Així mateix, es remarca en el manteniment i en la reducció d'emissions de CO<sub>2</sub> que pot suposar la instal·lació.

Finalment, es realitza una anàlisi econòmica per a estudiar la viabilitat del projecte partint del pressupost elaborat.

**Paraules clau:** Fotovoltaica, mòduls fotovoltaics, seguidors solars, inversors, cablejat, proteccions.

## ÍNDICE

<b>MEMORIA</b> .....	10
<b>1 INTRODUCCIÓN</b> .....	11
1.1 Motivación del proyecto .....	11
1.2 Situación de la energía solar fotovoltaica .....	12
1.3 Definiciones .....	14
1.4 Legislación y normativa .....	15
<b>2 UBICACIÓN</b> .....	16
<b>3 TRÁMITES ADMINISTRATIVOS</b> .....	19
3.1 Autorizaciones administrativas .....	19
3.2 Autorizaciones ambientales .....	20
3.3 Proceso de conexión .....	21
<b>4 DISEÑO DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA</b> .....	23
4.1 Componentes .....	23
4.1.1 Panel solar .....	23
4.1.2 Inversor.....	25
4.1.3 Seguidor solar .....	26
4.1.4 Centro de transformación (CT).....	28
4.2 Configuración planta fotovoltaica .....	28
4.2.1 Número y agrupación de paneles fotovoltaicos.....	28
4.2.2 Número y disposición de seguidores solares .....	31
<b>5 CABLEADO</b> .....	33
5.1 Tramo 1: Generadores FV – Caja concentradora de strings .....	33
5.2 Tramo 2: DC Box I – DC Box II .....	39
5.3 Tramo 3: DC Box II – Inversor .....	44
5.4 Tramo 4: Inversor – Transformador .....	46
<b>6 PROTECCIONES</b> .....	47
6.1 Tramo Grupo generador - Inversor .....	47
6.1.1 DC Box I.....	47
6.1.2 DC Box II.....	49
6.2 Inversor.....	50

6.3	Tramo Inversor – Primario Transformador .....	51
6.4	Tramo Secundario Transformador – Red de media tensión .....	53
6.5	Puesta a tierra (PAT).....	54
6.5.1	Resistencia de puesta a tierra de las masas de BT (Ra).....	54
6.5.2	Resistencia de puesta a tierra de las masas del centro de transformación (Rt) .....	54
6.5.3	Resistencia de puesta a tierra común (Rp).....	55
7	PRODUCCIÓN ELÉCTRICA ANUAL ESPERADA .....	57
7.1	Irradiación .....	58
7.2	Rendimiento energético de la instalación o Performance Ratio (PR) .....	59
7.2.1	Pérdidas por dispersión de los parámetros entre los módulos (A1).....	59
7.2.2	Pérdidas por polvo y suciedad (A2).....	60
7.2.3	Pérdidas por reflectancia angular y espectral (A3) .....	60
7.2.4	Pérdidas por sombras (A4) .....	60
7.2.5	Pérdidas por temperatura de las células solares (P <sub>temp</sub> ).....	61
7.2.6	Coeficiente por pérdidas por cableado y protecciones de la parte de continua (B).....	62
7.2.7	Coeficiente por pérdidas por cableado de alterna (C) .....	62
7.2.8	Coeficiente por pérdidas por paradas de la instalación (D) .....	62
7.2.9	Eficiencia del inversor (E) .....	62
7.2.10	Coeficiente por pérdidas en el seguimiento del punto de máxima potencia del generador y arranque del inversor (F) .....	62
7.3	Cálculo de la producción esperada .....	63
8	MANTENIMIENTO DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA .....	67
8.1	Módulos fotovoltaicos.....	68
8.2	Seguidores solares.....	68
8.3	Inversores y transformador.....	68
9	REDUCCIÓN DE EMISIONES DE CO <sub>2</sub> .....	69
10	BIBIOGRAFÍA y/o REFERENCIAS.....	70
	<b>PRESUPUESTO</b> .....	<b>72</b>
11	Presupuesto.....	73
11.1	Precios unitarios descompuestos.....	73
11.2	Presupuesto por partidas .....	84

11.3	Presupuesto de inversión.....	85
12	Análisis económico.....	86
12.1	Opción A.....	87
12.1.1	Payback.....	87
12.1.2	VAN.....	88
12.1.3	TIR.....	89
12.2	Opción B.....	90
12.2.1	Payback.....	90
12.2.2	VAN.....	91
12.2.3	TIR.....	92
12.3	Conclusiones.....	92
<b>ANEXOS</b>	.....	<b>94</b>
ANEXO I: Efecto fotovoltaico.....	.....	95
<b>PLANOS</b>	.....	<b>97</b>
	Plano 1: Ubicación de la parcela	
	Plano 2: Plano general con cableado	
	Plano 3: Diagrama Unifilar	
	Plano 4: Puesta a tierra	
	Plano 5: Caseta	
	Plano 6: Seguidor horizontal	

## Índice de ilustraciones

Ilustración 1: Crecimiento de la capacidad de energía fotovoltaica en MW entre los años 2005 y 2015. Fuente: IRENA.....	12
Ilustración 2: Evolución del coste de los módulos solares de silicio (euro/vatio). Fuente PVinsights..	12
Ilustración 3: Potencia instalada en % en el sistema eléctrico nacional a 31-12-2017. Fuente: Red Eléctrica de España.....	13
Ilustración 4: Cobertura de la demanda de energía eléctrica en % en el sistema eléctrico nacional a 31-12-2017. Fuente: Red Eléctrica de España.....	13
Ilustración 5: Mapa de Abanilla y sus pedanías. Fuente: www.regmurcia.com .....	16
Ilustración 6: Temperatura media anual 18,3°C – Precipitación total anual 247,6 litros/m <sup>2</sup> – Fuente: Anuario Región Murcia 2003.....	16
Ilustración 7: Vista aérea de la región de Abanilla. Fuente: Google Maps. ....	17
Ilustración 8: Datos catastrales del inmueble. Fuente: Sede electrónica del Catastro.....	17
Ilustración 9: Movimiento del seguidor solar horizontal a lo largo del día. Fuente:DEGERiberica .....	26
Ilustración 10: Tensión del módulo fotovoltaico frente a la temperatura.....	29
Ilustración 11: Distancia entre seguidores. ....	32
Ilustración 12: Esquema eléctrico del inversor. ....	50
Ilustración 13: Gráfica de la tensión aplicada admisible en función del tiempo de duración de la falta. ....	56
Ilustración 14: Gráfica comparativa de la irradiación entre instalación fija y con seguidor. ....	59
Ilustración 15: Diagrama solar (izquierda) y perfil de obstáculos (derecha).....	60
Ilustración 16: Perfil del horizonte con la trayectoria solar para el solsticio de invierno y verano. Fuente: PVSYST.....	61
Ilustración 17: Diagrama de la producción de energía según tipo de instalación. ....	66
Ilustración 18: Diagrama de la producción de energía según tipo de instalación. ....	66
Ilustración 19: Flujo de caja acumulado opción A.....	88
Ilustración 20: Flujo de caja acumulado opción B.....	91
Ilustración 21: Silicio dopado con antimonio (izq) y Silicio dopado con boro (der). Fuente: www.heliosfera.com. ....	95
Ilustración 22: Formación de un campo eléctrico en una unión PN. Fuente: Libro “Instalaciones solares fotovoltaicas” de Miguel Moro Vallina. Ilustración 21: Silicio dopado con antimonio (izq) y Silicio dopado con boro (der). Fuente: www.heliosfera.com .....	95
Ilustración 22: Formación de un campo eléctrico en una unión PN. Fuente: Libro “Instalaciones solares fotovoltaicas” de Miguel Moro Vallina. ....	96
Ilustración 23: Generación de corriente eléctrica al incidir luz solar. Fuente: www.heliosfera.com. ...	96

## Índice de tablas

Tabla 1: Comparativa de los paneles solares. ....	24
Tabla 2: Precio (sin IVA) por vatio pico de los paneles solares .....	24
Tabla 3: Propiedades del inversor solar. ....	25
Tabla 4: Tabla de especificaciones del seguidor solar.....	27

Tabla 5: Características CT.....	28
Tabla 6: Tabla resumen del generador fotovoltaico. ....	31
Tabla 7: Tabla resumen de seguidores.....	32
Tabla 8: Factores de corrección por temperatura del terreno para conductores enterrados. ....	34
Tabla 9: Factores de corrección por resistividad del terreno para conductores enterrados. ....	34
Tabla 10: Factores de corrección por agrupamiento de cables para conductores enterrados.....	34
Tabla 11: Corrientes admisibles para conductores enterrados en condiciones estándar. ....	35
Tabla 12: Secciones conductores primer tramo en función del criterio de caída de tensión.....	37
Tabla 13: Caída de tensión en los conductores del primer tramo en función de la sección. ....	38
Tabla 14: Secciones conductores segundo tramo en función del criterio de máxima intensidad admisible. ....	40
Tabla 15: Secciones conductores segundo tramo en función del criterio de máxima caída de tensión. .....	41
Tabla 16: Sección final de los conductores del tramo 2.....	42
Tabla 17: Secciones finales de los tramos 1 y 2. ....	43
Tabla 18: Factores de corrección para temperatura ambiente distintas de 30°C. ....	44
Tabla 19: Factores de corrección por agrupamiento de cables.....	45
Tabla 20: Secciones conductores tercer tramo en función del criterio de máxima intensidad admisible. ....	45
Tabla 21: Corrientes admisibles para conductores con instalación tipo E, F y G, aislamiento XLPE y condiciones estándar .....	46
Tabla 22: Protecciones de serie DC Box I. ....	47
Tabla 23: Fusibles DC Box I.....	48
Tabla 24: Interruptor DC Box I 100 A. ....	48
Tabla 25: Interruptor DC Box I 200 A. ....	48
Tabla 26: Monotorización y control DC Box I.....	49
Tabla 27: Fusibles DC Box II 125 A.....	49
Tabla 28: Fusibles DC Box II 250 A.....	50
Tabla 29: Parámetros característicos de puesta a tierra del CT: rectángulo de 7x4 m.....	55
Tabla 30: Tabla de irradiaciones mensuales y anual. ....	58
Tabla 31: Factores PR. ....	63
Tabla 32: Pérdidas por temperatura mensuales.....	64
Tabla 33: PR mensual. ....	65
Tabla 34: Producción de energía mes a mes.....	65
Tabla 35: Energía total en un año según tipo de instalación. ....	67
Tabla 36: Payback opción A.....	88
Tabla 37: Precio medio anual de la electricidad obtenida del OMIE en el periodo 2014-2017.....	90
Tabla 38: Payback opción B.....	91

# MEMORIA

# 1 INTRODUCCIÓN

## 1.1 Motivación del proyecto

Una energía limpia y la independencia energética del país son, en estos momentos, dos objetivos en un mismo camino.

Una mayor independencia energética implica también una mayor independencia económica al dejar de depender de países exportadores de petróleo o gas. Esto supone para un país de la UE como es el nuestro, un incremento en las posibilidades de desarrollo: mayor inversión en educación, en I+D+I, en sanidad, en servicios, etc.

En cuanto a la energía limpia, son bien conocidos todos los beneficios sobre el conjunto del medioambiente que esta supone.

Ambos términos se conjugan en la energía solar. España es, además, el país con mayor número de horas de energía solar de toda la Unión Europea y por tanto presenta mayores ventajas para una considerable aplicación de esta energía limpia.

Aunque hasta el momento este “aprovechamiento energético” no ha llegado a tener lugar y han existido multitud de trabas, sobre todo en materia legislativa, la situación comienza a suscitar cierto optimismo.

Los gobiernos de la Unión Europea y el Parlamento Europeo alcanzaron el jueves día 14 de junio de 2018 un acuerdo para fijar un objetivo vinculante de energías renovables del 32% para 2030 e incluir una cláusula de revisión al alza en 2023, aunque no se ha conseguido establecer una meta en el caso de la eficiencia energética.

Además de la meta del 32% y la cláusula de revisión al alza, la nueva directiva de renovables reconoce el derecho al autoconsumo y derechos como generar, almacenar y vender el exceso de energía eléctrica, instalar y operar sistemas de almacenaje y recibir remuneraciones por el excedente vertido a la red.

Por otra parte, desde el punto de vista económico cada vez que el número de paneles solares en funcionamiento en el planeta se duplica, el coste unitario disminuye y cada vez que se dobla el número de aerogeneradores, el coste unitario de estos también decae. En la década de los 30, ambas tecnologías serán la forma más barata de producir electricidad.

España es un país que dispone una gran cantidad de radiación solar para su explotación y esto, unido a grandes profesionales formados en nuestras Universidades, el fulgurante avance de una tecnología también desarrollada en nuestro país y a la reducción de costes, hacen que pese a todo, la expansión de las instalaciones fotovoltaicas no sea una utopía.

Cada vez más gente es consciente de los grandes beneficios que tiene la energía solar, ya no solo para el bolsillo sino también para el planeta. En pleno siglo XXI no se debe permitir seguir explotando combustibles fósiles como si no hubiese un mañana. Hay que ser consciente y asumir esta responsabilidad para con las próximas generaciones porque el cambio climático no espera.

Así pues, son estas las razones que motivan el desarrollo de este proyecto.

## 1.2 Situación de la energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica obtiene electricidad a partir de la radiación solar incidente sobre células fotovoltaicas mediante el denominado efecto fotovoltaico, que se explica en los anexos.

Se trata de una de las alternativas energéticas que mayor relevancia está adquiriendo en la sociedad actual y está experimentando un crecimiento exponencial en gran cantidad de países en los últimos años. China supone un buen reflejo de esta tendencia llegando a superar a Alemania con más de 43.000 megavatios frente a los casi 40.000 registrados por Alemania en 2015 y situándose líder. No ocurre lo mismo en España donde, el crecimiento está estancado.

Unidad de medida: megavatios (mw)

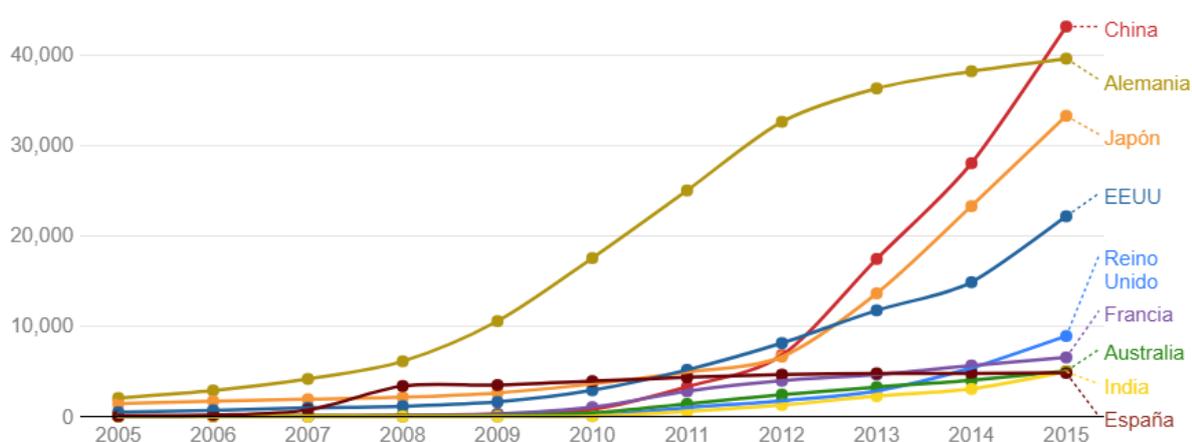


Ilustración 1: Crecimiento de la capacidad de energía fotovoltaica en MW entre los años 2005 y 2015. Fuente: IRENA.

Todo ello está íntimamente ligado a una disminución de precios que están experimentando los paneles solares fotovoltaicos. En la Ilustración 2 se aprecia esto. El precio en el año 2010 era algo superior a 1,60 euros/vatio y en el 2016 disminuyó hasta cerca de los 0,4 euros/vatio. Esto supone un descenso aproximado del 72% según datos de PVinsights:

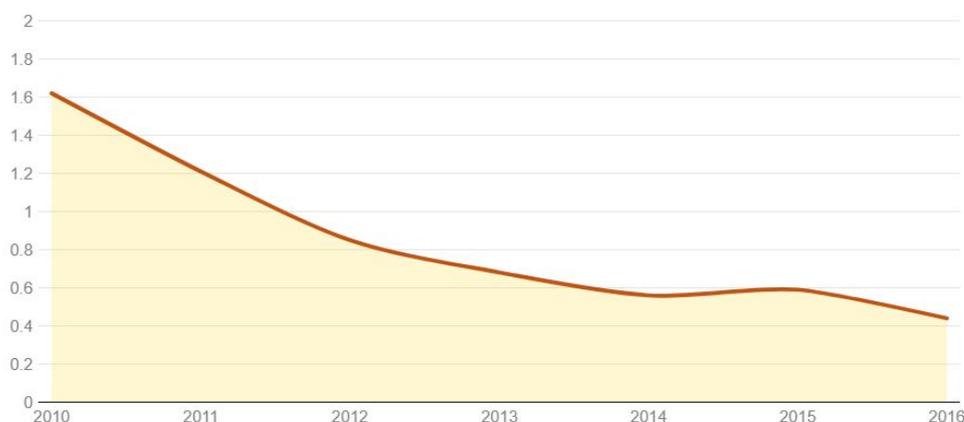


Ilustración 2: Evolución del coste de los módulos solares de silicio (euro/vatio). Fuente PVinsights.

En España, según el último informe de Red Eléctrica de España, la energía solar fotovoltaica representa el 4,5% del total de la potencia eléctrica instalada a fecha del 31 de diciembre de 2017:

TURBINACIÓN BOMBEO	3,4
NUCLEAR	7,2
CARBÓN	9,6
CICLO COMBINADO	25,2
COGENERACIÓN	5,9
RESIDUOS NO RENOVABLES	0,5
RESIDUOS RENOVABLES	0,1
EÓLICA	23,2
HIDRÁULICA	17,2
SOLAR FOTOVOLTAICA	4,5
SOLAR TÉRMICA	2,3
OTRAS RENOVABLES	0,9

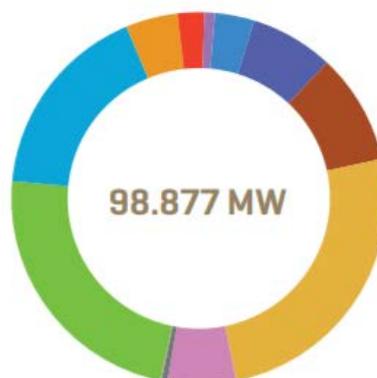


Ilustración 3: Potencia instalada en % en el sistema eléctrico nacional a 31-12-2017. Fuente: Red Eléctrica de España.

Y el porcentaje de cobertura de la demanda de energía eléctrica por parte de la fotovoltaica fue del 3,1% de los 252.740 GWh totales de 2017:

TURBINACIÓN BOMBEO <sup>(1)</sup>	0,9
NUCLEAR	21,6
CARBÓN	16,5
CICLO COMBINADO	13,1
COGENERACIÓN	10,9
RESIDUOS NO RENOVABLES	1,0
RESIDUOS RENOVABLES	0,3
EÓLICA	18,4
HIDRÁULICA	7,1
SOLAR FOTOVOLTAICA	3,1
SOLAR TÉRMICA	2,1
OTRAS RENOVABLES	1,4
SALDO IMPORTADOR INTERCAMBIOS INTERNACIONALES	3,6

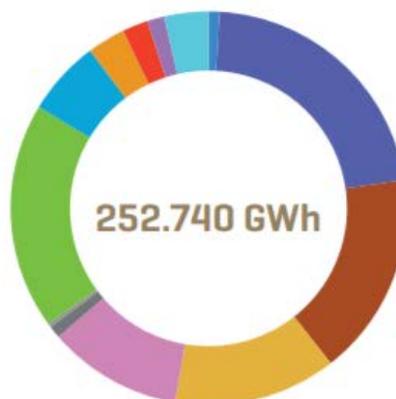


Ilustración 4: Cobertura de la demanda de energía eléctrica en % en el sistema eléctrico nacional a 31-12-2017. Fuente: Red Eléctrica de España.

### 1.3 Definiciones

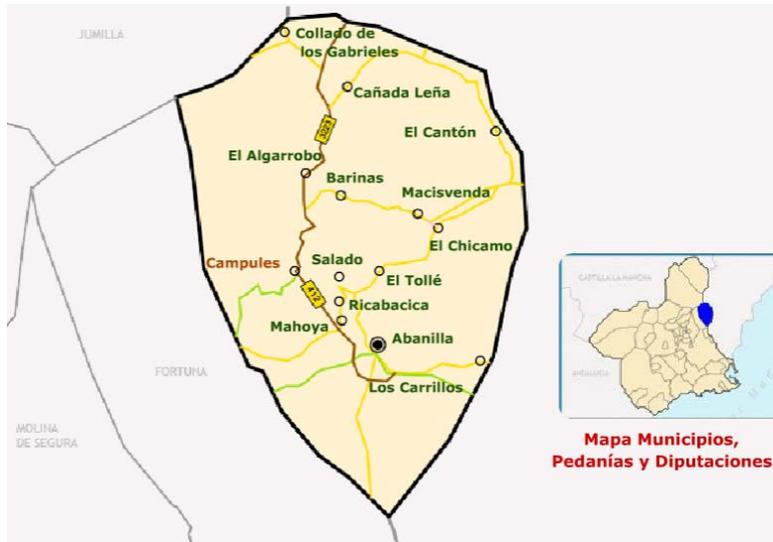
- Módulo o panel fotovoltaico: Conjunto de células fotovoltaicas agrupadas e interconectadas completamente protegido ambientalmente.
- Cadena fotovoltaica o *string*: Circuito o conjunto de módulos fotovoltaicos conectados en serie.
- Grupo fotovoltaico: Conjunto de módulos fotovoltaicos, cadenas fotovoltaicas, subgrupos fotovoltaicos y cajas de conexión de grupos fotovoltaicos interconectados eléctricamente.
- Subgrupo fotovoltaico: Subconjunto eléctrico de un grupo fotovoltaico constituido por cadenas fotovoltaicas conectadas en paralelo.
- Generador fotovoltaico: Conjunto formado por el grupo fotovoltaico, el inversor y el circuito fotovoltaico de corriente alterna.
- Caja de derivación fotovoltaica o concentradora o *DC Box*: Aparataje eléctrica a la cual se conectan subgrupos fotovoltaicos o cadenas fotovoltaicas y que, además, que pueden contener también otros accesorios eléctricos como protecciones.
- Irradiación solar: Energía recibida por una superficie durante un tiempo determinado que se obtiene mediante la integral de la irradiancia a lo largo de dicho tiempo. Se expresa en J/m<sup>2</sup> o Wh/m<sup>2</sup>.
- Irradiancia solar: Potencia incidente sobre una superficie por unidad de tiempo. Se expresa en W/m<sup>2</sup>.
- Potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal: Suma de la potencia nominal de los inversores (la especificada por el fabricante) en condiciones nominales de funcionamiento.
- Potencia nominal del generador o potencia pico: Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos medidas en condiciones CEM.
- Radiación solar: energía procedente del sol en forma de ondas electromagnéticas.
- Condiciones Estándar de Medida, CEM o STC (Standard Test Conditions): Condiciones bajo las cuales se ensayan los paneles solares. Estas son: Temperatura = 25°C, Irradiancia = 1000W/m<sup>2</sup>, Masa de aire = 1,5.
- Corriente de cortocircuito (*I<sub>sc</sub>*): Valor de la corriente que circula por el panel fotovoltaico cuando no existe tensión entre sus bornes (*V* = 0), y es la máxima corriente que se podría llegar a obtener, de manera ideal, del panel.
- Tensión de circuito abierto (*V<sub>oc</sub>*): Tensión que hay cuando no se conecta ninguna carga al panel (*I*=0). Es la mayor tensión que puede polarizar al dispositivo.
- Punto de máxima potencia (MPPT): Punto de trabajo en el que la potencia entregada por el módulo fotovoltaico es máxima. La potencia es el producto de la intensidad y la tensión, se mide en W. La tensión y la intensidad máxima del punto MPPT no se deben confundir con la tensión de circuito abierto ni con la intensidad de cortocircuito.

#### 1.4 Legislación y normativa

- Ley 13/2015, de 30 de marzo, de ordenación territorial y urbanística de la Región de Murcia.
- Ley 11/2015, de 30 de marzo, de modificación de la Ley 10/2006, de 21 de diciembre, de Energías Renovables y Ahorro y Eficiencia Energética de la Región de Murcia.
- Ley 2/2017, de 13 de febrero, de medidas urgentes para la reactivación de la actividad empresarial y del empleo a través de la liberalización y de la supresión de cargas burocráticas que modifica la Ley 4/2009, de 14 de mayo, de protección ambiental integrada.
- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.
- Decreto n.º 89/2012, de 28 de junio, por el que se establecen normas adicionales aplicables a las instalaciones eléctricas aéreas de alta tensión con objeto de proteger la avifauna y atenuar los impactos ambientales.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto 1074/2015, de 27 de noviembre, por el que se modifican distintas disposiciones en el sector eléctrico.
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-REBT.
- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT.
- Norma UNE-HD 60364-5-52:2014 para instalaciones de Baja Tensión.
- Norma IEC 60269: Fusibles de Baja Tensión.
- Norma UNE-HD 60364-4-43: Protección para garantizar la seguridad.
- Norma UNE EN 61166: Interruptores automáticos de corriente alterna para alta tensión.
- Norma UNE-EN 62446:2011 Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDEA.

## 2 UBICACIÓN

La planta solar fotovoltaica se proyecta ubicar en el término municipal de **Abanilla**.



Abanilla es un municipio español localizado en la Región de Murcia, concretamente, en la comarca Oriental y situado a una distancia de 24,96 km de la ciudad de Murcia y en el límite con la Comunidad Valenciana, ya que linda con la provincia de Alicante.

Ilustración 5: Mapa de Abanilla y sus pedanías. Fuente: [www.regmurcia.com](http://www.regmurcia.com)

Presenta una extensión de 236,6 km<sup>2</sup> y una población total de 6.158 habitantes, dato del año 2017 del INE, lo que supone una densidad de población de 26 habitantes/km<sup>2</sup>.

Debido a su enclave en el sureste de la península ibérica, la parte del municipio se corresponde con un clima semiárido y árido, de ámbito mediterráneo, que se caracteriza por la escasez de precipitaciones.

Las lluvias medias anuales son de 297 mm, registrándose dos épocas lluviosas: una, la más importante, en otoño, la otra, en la primavera. La sequía veraniega es casi total, las temperaturas son bastante altas. La media anual es de 19°C, una de las más elevadas de la provincia de Murcia. La oscilación térmica es moderada, del orden de los 15°C. La escasa altitud de esta población (222m sobre el nivel del mar) y la relativa cercanía del Mediterráneo, justifican estos valores, además hay que señalar que el riesgo de heladas es muy bajo.

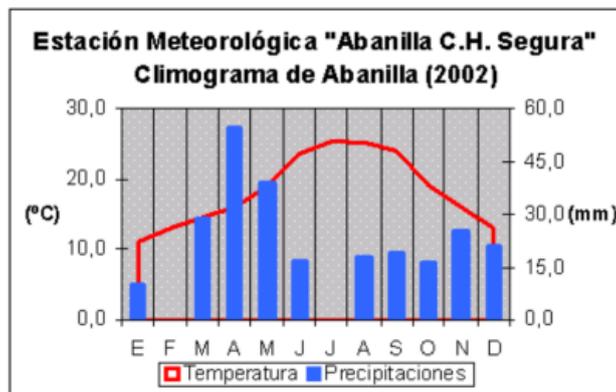


Ilustración 6: Temperatura media anual 18,3°C – Precipitación total anual 247,6 litros/m<sup>2</sup> – Fuente: Anuario Región Murcia 2003

La instalación se proyecta en el polígono número 5, parcela 862, "Realenco". Se trata de una finca situada en una zona rural y que está rodeado de terrenos de cultivo, principalmente de almendro de secano. La selección de este terreno viene determinada por el hecho de que se trata de un terreno de propiedad familiar que actualmente se encuentra sin ningún uso y que por tanto puede ser aprovechable. A continuación, se muestra una imagen aérea de la parcela seleccionada:

La referencia catastral de la parcela es 30001A005008620000FB. Esta presenta una superficie total de 10.585 m<sup>2</sup> y sus coordenadas geográficas son: 38°19'45.1" Norte y 1°05'13.4" Oeste.



Ilustración 7: Vista aérea de la región de Abanilla. Fuente: Google Maps.

En la Ilustración 8 muestra la información obtenida del catastro.

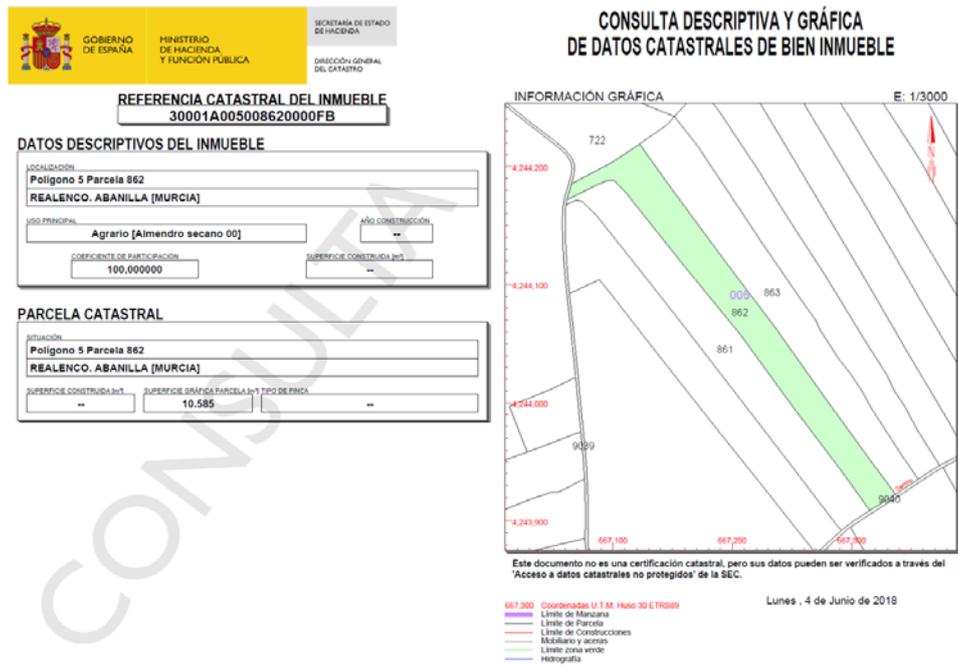


Ilustración 8: Datos catastrales del inmueble. Fuente: Sede electrónica del Catastro.

Aunque inicialmente se trate de un terreno calificado como no urbanizable, el punto número Cinco del Preámbulo de la Ley 13/2015, de 30 de marzo, de ordenación territorial y urbanística de la Región de Murcia, establece, como uno de sus objetivos prioritarios, el facilitar la ejecución de políticas urbanísticas: “... para aquellas iniciativas cuyas características trasciendan el ámbito municipal y hayan de beneficiar a la Región de Murcia en el ámbito de los servicios públicos, la economía, la conservación del medio ambiente o la mejora de la calidad de vida.”

En concreto, la Ley 13/2015, en su Título II. “Instrumentos de ordenación del territorio”, Capítulo V “Actuaciones de interés regional”, el artículo 31 determina:

**Artículo 31 Definición**

1. Se considerarán Actuaciones de Interés Regional aquellas que hayan de beneficiar a la Región en el ámbito de los servicios públicos, la economía, la conservación del medio ambiente y del patrimonio histórico y la mejora de la calidad de vida y, en general, las encaminadas al logro de los objetivos generales de la ordenación del territorio, y que por su magnitud, importancia o especiales características *trascienda* el ámbito municipal. El interés regional se declarará por el Consejo de Gobierno.

2. La actividad territorial y urbanística directa y propia de la Comunidad Autónoma de la Región de Murcia se podrá realizar de forma excepcional mediante las Actuaciones de Interés Regional, aunque la forma ordinaria será el desarrollo de planes y programas o el planeamiento urbanístico.

3. Podrán promoverse y desarrollarse por iniciativa pública o privada.

4. Podrán ser objeto de declaración como Actuación de Interés Regional las siguientes actividades:

a) La ordenación y gestión de zonas del territorio para facilitar el desarrollo económico y social de la Región, mediante actuaciones en materia de vivienda, actividades económicas, infraestructuras, dotaciones, equipamientos y servicios y otras análogas.

b) La implantación territorial de proyectos de infraestructuras, dotaciones e instalaciones de interés comunitario y alcance supramunicipal.

5. Podrán realizarse en desarrollo de las previsiones de las Directrices y Planes de Ordenación o de forma autónoma, con la justificación y documentación correspondiente.

Por todo ello podemos concluir que, dentro de la excepcionalidad que puede suponer la calificación inicial del terreno, con la determinación de “proyecto de interés público” se entiende que, tras los trámites administrativos oportunos, finalmente se podrá ubicar la instalación en esta parcela.

## 3 TRÁMITES ADMINISTRATIVOS

### 3.1 Autorizaciones administrativas

La Ley 10/2006, de 21 de diciembre, de Energías Renovables y Ahorro y Eficiencia Energética de la Región de Murcia, modificada por la Ley 11/2015 de 30 de marzo, indica en su:

#### **Artículo 1**

*Es objeto de esta ley establecer las bases de una política energética sostenible en la Región de Murcia, promoviendo el aprovechamiento de los recursos energéticos renovables, así como el ahorro de energía y la mejora de la eficiencia energética, desde la producción hasta el consumo, reduciendo la dependencia energética exterior y la afección al medio ambiente, potenciando una mayor solidaridad ambiental en el uso de la energía.*

A continuación, en el apartado “b” del punto 2, del artículo 2, se reconoce la energía solar como “energía renovable” susceptible de aprovechamiento en la Región de Murcia y, finalmente será el artículo 11 el que establecerá “un único procedimiento administrativo unificado”, con el objetivo concreto de facilitar y agilizar las tareas administrativas.

#### **Artículo 11**

*1. A fin de simplificar los procedimientos administrativos y reducir las cargas burocráticas asociadas a la implantación de instalaciones de aprovechamiento de energías renovables en el ámbito competencial de la Comunidad Autónoma de la Región de Murcia, se establecerá un único procedimiento administrativo unificado que comprenderá todas las autorizaciones y requisitos exigibles por la legislación vigente en materias de industria y energía, que dará lugar a la «Autorización de Aprovechamiento».*

*2. La autorización de aprovechamiento será otorgada mediante resolución emitida por la dirección general con las competencias asignadas en materia de energías renovables, uso y eficiencia energética.*

*3. La consejería competente en materia de energía establecerá el procedimiento y plazos para el otorgamiento de la autorización de aprovechamiento de instalaciones de recursos energéticos renovables.*

En este sentido, será necesario tramitar la solicitud “Autorización de instalaciones eléctricas de alta tensión” (código de procedimiento 0007) ya que la evacuación de la energía se realiza en alta tensión (20 kV).

En dicha solicitud se indica, en la página 4, la documentación a presentar en los diferentes momentos del procedimiento. Asimismo, se adjunta un Anexo I: Registro de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (sección segunda) donde se incluyen los datos para su inscripción en dicho registro.

Una vez obtenida el acta de puesta en marcha se deberá aportar, con posterioridad; el contrato técnico con la distribuidora, el certificado del encargado de lectura, con indicación expresa del CIL y el certificado de acceso y conexión para que se pueda producir el registro PRETOR (antiguo RIPRE).

Dicha autorización se deberá presentar ante la Dirección General de Energía, Actividad Industrial y Minera y tiene un plazo de resolución de 6 meses.

### 3.2 Autorizaciones ambientales

En términos medioambientales, la legislación encargada de recoger los aspectos relativos a los procedimientos de normativa ambiental es la Ley 4/2009, 14 de mayo, de protección ambiental integrada de la Región de Murcia, modificada por la Ley 2/2017, de 13 de febrero, de medidas urgentes para la reactivación de la actividad empresarial y del empleo a través de la liberalización y de la supresión de cargas burocráticas

La nueva redacción del artículo 83 establece la remisión a la legislación estatal de evaluación de impacto ambiental:

***Artículo 83 Remisión a la legislación estatal de evaluación de impacto ambiental***

*Es de aplicación en la Comunidad Autónoma de la Región de Murcia la legislación estatal de evaluación de impacto ambiental, sin más particularidades que las contenidas en esta ley y en la normativa reguladora de los procedimientos de autorización o aprobación de proyectos.*

Además, el punto 1 del artículo 84 de “Proyectos sometidos a evaluación ambiental de proyectos” recoge lo siguiente:

*1. Serán objeto de evaluación de impacto ambiental ordinaria y simplificada en la Comunidad Autónoma de la Región de Murcia únicamente los proyectos comprendidos en la legislación básica estatal.*

La remisión a la legislación estatal en materia ambiental, supone trasladarnos a la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental que en sus anexos establece las condiciones que deben cumplir un proyecto para someterse a la evaluación ambiental ordinaria (Anexo I, Proyectos sometidos a la evaluación ambiental ordinaria regulada en el título II, capítulo II, sección 1.ª) o a la simplificada (Anexo II, Proyectos sometidos a la evaluación ambiental simplificada regulada en el título II, capítulo II, sección 2.ª).

En el caso de la ordinaria, en el grupo 3 Industria energética, encontramos:

*“j) Instalaciones para la producción de energía eléctrica a partir de la energía solar destinada a su venta a la red, que no se ubiquen en cubiertas o tejados de edificios existentes y que ocupen más de 100 ha de superficie.”*

Y si repasamos entre los requisitos de la simplificada, en el grupo 4 de Industria energética, podemos observar lo siguiente:

*“a) Instalaciones industriales para:*

*1.º la producción de electricidad, vapor y agua caliente (proyectos no incluidos en el anexo I) con potencia instalada igual o superior a 100 MW.”*

*“...”*

*“i) Instalaciones para producción de energía eléctrica a partir de la energía solar, destinada a su venta a la red, no incluidas en el Anexo I ni instaladas sobre cubiertas o tejados de edificios o en suelos urbanos y que, ocupen una superficie mayor de 10 ha.”*

Conclusión: No se cumplen las condiciones de obligación de evaluación ambiental. La superficie y potencia del proyecto son inferiores a las establecidas en dicha Ley, quedando en principio exento este proyecto, salvo lo que pudiera establecer la reglamentación del municipio (Abanilla).

Finalmente, también habrá que tener en cuenta el el Decreto 89/2012 de 28 de junio, por el que se establecen normas adicionales aplicables a las instalaciones eléctricas aéreas de alta tensión con objeto de proteger la avifauna y atenuar los impactos ambientales.

### 3.3 Proceso de conexión

La empresa distribuidora en este caso es Iberdrola Distribución Eléctrica S.A.U. y las fases por las que se rige el proceso de conexión están reglamentadas por el Real Decreto 413/2014, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables, cogeneración y residuos.

A continuación se resumen las fases de dicho proceso a partir de la información facilitada por Iberdrola.

#### 1. Solicitud del promotor

El promotor debe solicitar a la empresa distribuidora, Iberdrola en este caso, el punto de conexión. Además, debe aportar resguardo acreditativo de haber depositado una garantía económica por una cuantía equivalente a 10 €/kW instalado ante el órgano competente de la comunidad autónoma (RD 1074/2015) al tratarse de una instalación de potencia instalada superior a los 10 kW.

Una vez tramitada la solicitud, es la empresa distribuidora la que realiza un estudio técnico sobre la viabilidad de dicha conexión y lo remite en un informe junto con los requisitos del punto de conexión. Como la instalación no supera 1 MW no resulta necesario el informe favorable del Operador del Sistema Red Eléctrica de España (en adelante REE) desde la perspectiva de la red de transporte.

En este sentido cabe recordar lo previsto en el punto 6 de la ley 11/2015 de la Región de Murcia:

*“Se establece la preferencia de las energías renovables en el acceso a las redes de transporte y distribución eléctrica, siendo obligatoria su conexión para aquellas redes eléctricas que radiquen en la Comunidad Autónoma, en los términos previstos en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y normas de desarrollo estatales o autonómicas.”*

El plazo de respuesta a la solicitud, de acuerdo al RD 413/2014, es de 15 días y el periodo de vigencia del punto de conexión es de 6 meses.

Finalmente, el promotor comunica a la empresa distribuidora la conformidad con el informe y los requisitos del punto de conexión.

Los requisitos necesarios para la aceptación de las condiciones de conexión por parte del titular se recogen en la carta de condiciones remitida por la distribuidora.

Si procede, se presentará a la empresa distribuidora la copia de la solicitud de la autorización administrativa, la justificación de la presentación del proyecto básico y el programa de ejecución ante la Comunidad Autónoma.

## **2. Aprobación del proyecto por parte de la Comunidad Autónoma**

El promotor tramita la autorización administrativa de la manera descrita en los apartados anteriores.

## **3. Ejecución del proyecto**

Se ejecuta el proyecto de la instalación.

## **4. Suscripción del contrato técnico de acceso**

La distribuidora es la encargada de suministrar el contrato técnico de acceso y el certificado de acceso y conexión. Como la potencia instalada es mayor a 450 kW, el certificado de lectura debe ser emitido por REE.

Por último, el promotor entrega a la empresa distribuidora el acta de puesta en marcha o el certificado de instalación eléctrica, y solicita la conexión a la red.

## **5. Instalación de la medida y conexión a la red**

Los equipos de medida pueden ser propiedad tanto de la distribuidora como del promotor.

Por el hecho de que la instalación es superior a 15 kW es obligatorio que la instalación disponga de dispositivos de comunicaciones para la lectura remota, esto es, telemedida.

Iberdrola Distribución Eléctrica es responsable de revisar y precintar estos equipos de medida, y realizará la conexión de la instalación a la red.

## **6. Percepción del Régimen Retributivo Específico: Proceso de liquidaciones**

El RD 413/2014 establece que los productores tienen derecho a percibir la retribución que les corresponda por su participación en el mercado de producción de energía eléctrica, a través de cualquiera de sus modalidades de contratación y, en su caso, el régimen retributivo específico regulado en el título IV de este real decreto.

Si no existe otra comunicación, la instalación al estar conectada a la a la red de Iberdrola Distribución será representada por el agente Iberdrola Comercialización de Último Recurso, S.A.U. (IBERCUR).

Para cada período de programación, las instalaciones productoras eléctricas realizarán ofertas económicas al operador del mercado directamente o a través del representante. Los operadores del mercado y del sistema llevarán a cabo las liquidaciones correspondientes a las instalaciones por participar en el mercado y, con periodo mensual, ambos operadores remitirán al organismo encargado de la liquidación la información relativa a la liquidación realizada a las instalaciones.

El operador del sistema REE, es en este caso el responsable del envío de las medidas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, al superar la instalación los 450 kW.

## 4 DISEÑO DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA

La instalación solar fotovoltaica conectada a red que se va a diseñar es de **1 MW<sub>p</sub>**. Para ello se deben elegir los componentes principales que van a configurar la planta en función de las características de estos y de las necesidades de diseño.

En este apartado se justifica la selección de los componentes principales a utilizar en la instalación fotovoltaica. Esto es: el panel solar, el inversor, el seguidor horizontal que se va a utilizar en este caso a razón de aumentar la energía producida, y el centro de transformación. Esta selección es la base sobre la que versa el resto de la memoria del proyecto.

### 4.1 Componentes

#### 4.1.1 Panel solar

*El panel solar es el encargado de captar la radiación solar y transformarla en energía eléctrica.*

Para la selección del panel solar se ha partido de tres opciones que se diferencian principalmente en la tecnología empleada para su fabricación y a partir de ahí se han analizado las ventajas e inconvenientes de cada uno para llegar a una conclusión final.

Las tecnologías empleadas en estas 3 alternativas son: silicio monocristalino (panel LDK), silicio policristalino (panel Jinko Solar) y HIT (panel Panasonic) que es una tecnología que combina capas ultradelgadas de silicio amorfo con capas ultradelgadas de silicio monocristalino muy eficiente.

En el silicio policristalino los granos cristalinos están orientados al azar lo que facilita su producción y resulta más económico mientras que en el silicio monocristalino la red cristalina es ininterrumpida por lo que, aunque estos paneles son más caros y difíciles de fabricar, el rendimiento que ofrecen respecto a los policristalinos es superior.

Las características para valorar de los paneles preseleccionados son las siguientes:

	<b>LDK</b>	<b>Jinko Solar</b>	<b>Panasonic</b>
Tecnología	Silicio monocristalino	Silicio policristalino	HIT
Modelo	LDK270 MA	JKM260PP-60	VBHN325SA16
Máxima potencia (P <sub>max</sub> )	270W	260W	325W
Tensión a máx. potencia (V <sub>mp</sub> )	31,5V	31,1V	57,6V
Corriente a máx. potencia (I <sub>mp</sub> )	8,58A	8,37A	5,65A
Tensión en circuito abierto (V <sub>oc</sub> )	38,9V	37,8V	69,6V
Corriente en circuito abierto (I <sub>sc</sub> )	8,99A	8,98A	6,03A
Coef. temperatura I <sub>sc</sub>	0,06 %/°C	0,06 %/°C	0,06 %/°C

Coef. temperatura Voc	-0,34 %/°C	-0,31 %/°C	-0,24 %/°C
Coef. temperatura Pmax	-0,47 %/°C	-0,41% /°C	-0,26 %/°C
Eficiencia módulo	16,74%	15,89%	19,40%
Tensión máx. sistema	1000V DC	1000V DC	1000V DC
Tolerancia de potencia	0%	[0, +3]%	[0, +10]%
Temperatura nominal de la celda	45 ± 2 °C	45 ± 2°C	44 °C
Número de células	60	60	96
Dimensiones (Al*An*Pr)	1636*986*35 mm	1650x992x40 mm	1590*1053*35 mm
Protección IP	IP65	IP67	IP65
Precio (Sin IVA)	147,92 €	110,45 €	231,26 €

Tabla 1: Comparativa de los paneles solares.

Lo primero que se puede observar es la diferencia de rendimiento entre los paneles. Como ya habíamos comentado con anterioridad, el panel de LDK monocristalino, presenta un rendimiento ligeramente superior (16,74%) frente al policristalino de Jinko (15,89%), pero también es más costoso, un 34% más. El de Panasonic es el que presenta el mejor rendimiento con diferencia, casi un 20%, pero con un precio más prohibitivo, sobre un 210% respecto al de Jinko.

En cuanto a los efectos de temperatura sobre Los módulos fotovoltaicos, es el de silicio monocristalino el que más afectado se ve al variar esta respecto a los 25°C de las condiciones STC, y el de tecnología HIT es el más estable al tener los coeficientes de temperatura más bajos (en módulo).

Si se analiza el precio por vatio (Precio/Pmax) de cada uno de los tres paneles:

LDK	Jinko Solar	Panasonic
0,55 €/Wp	0,42 €/Wp	0,71 €/Wp

Tabla 2: Precio (sin IVA) por vatio pico de los paneles solares

De aquí se extrae que el precio por cada vatio instalado de panel fotovoltaico más económico es el de Jinko Solar, aunque se necesitará un mayor número de módulos para alcanzar la capacidad deseada de la instalación.

Así que finalmente se va a optar por la opción del módulo policristalino de Jinko Solar JKM260PP-60 al ser el modelo más económico y por otra parte, su rendimiento tampoco dista mucho del monocristalino y es mucho más asequible que el de Panasonic, aunque se necesite una mayor cantidad de paneles para alcanzar el objetivo.

#### 4.1.2 Inversor

*El inversor es el encargado de convertir la corriente continua producida por los paneles fotovoltaicos en alterna que es la utilizada por la red eléctrica.*

Para el diseño de una instalación a red, existen diversas configuraciones a la hora de seleccionar el inversor o los inversores necesarios para la misma. En este caso se han valorado 2 opciones.

Una opción es la de utilizar un único inversor de 1 MW al que se conectarán todos los paneles solares y la otra opción es la de utilizar 2 inversores de 500 KW, siendo el total de la agrupación de ambos también de 1 MW, de manera que cada uno esté conectado a un grupo de generadores fotovoltaicos de manera independiente.

Si se empleara un único inversor existe el inconveniente de que si se produce una avería en el mismo se paralizaría toda la producción durante un tiempo indefinido lo que puede suponer pérdidas considerables. Esto también sucede si hay que realizar tareas de mantenimiento. Por todo esto, se opta por emplear 2 inversores.

El inversor seleccionado es el PVS800 de 500 kW de la compañía ABB y sus características se presentan a continuación.

<b>MODELO</b>	<b>PVS800-57-0500kW-A</b>
Potencia FV máx. recomendada ( $P_{FV}$ )	600 kW
Rango de tensión CC, mpp ( $U_{CC}$ )	450-825 V
Tensión CC máx. ( $U_{CC, max}$ )	1000 V
Intensidad CC máx. ( $I_{CC, max}$ )	1200 A
Potencia de salida CA nominal ( $P_{CA}$ )	500 kW
Intensidad nominal CA ( $I_{CA, nom}$ )	965 A
Tensión de servicio de la red (+/- 10%)	300 V
Rango de funcionamiento, frecuencia de la red ( $f_{CA}$ )	50/60 Hz
Rizado de tensión, tensión FV ( $U_{FV}$ )	< 3%
Distorsión armónica de la intensidad de red ( $THD$ )	< 3%
Compensación del factor de potencia (cos fi)	Sí
Estructura de la red	Red TN e IT
Rendimiento máx. ( $P_{CA, max}$ )	0,975
Consumo propio en funcionamiento ( $P_{dia}$ )	< 0,5% $P_{CA, nom}$
Consumo en modo de espera ( $P_{noche}$ )	< aprox. 45 W
Peso aprox.	2000 kg
Categoría de protección	IP22

Tabla 3: Propiedades del inversor solar.

#### 4.1.3 Seguidor solar

Los paneles fotovoltaicos pueden tener una posición fija, con una inclinación y orientación preestablecidas y adecuadas a su posición en el globo terrestre, o puede presentar sistemas de seguimiento que les permite variar su posición a lo largo del día de manera que realicen un mejor seguimiento de los rayos del Sol.

Estos seguidores se fabrican con uno o dos ejes según puedan modificar su posición “*en una o dos direcciones*”. Su ventaja respecto al mantenimiento de una posición fija es que estos dispositivos son capaces de orientar los paneles solares de forma que puedan permanecer, de manera aproximada, perpendiculares a los rayos solares, siguiendo al Sol desde su salida por el este hasta su puesta por el oeste.

Los seguidores en un eje son más sencillos de instalar y monitorizar y requieren además de un menor mantenimiento. Los seguidores en dos ejes son más complejos, y por tanto más costosos, pero obtienen un mayor rendimiento.

En una primera aproximación, se puede decir que un seguidor en un eje puede incrementar la energía generada por el sistema en un 20-30% más con respecto a un sistema fijo. Los seguidores en dos ejes pueden llegar a lograr entre un 30% y un 45%.

No obstante, como ya se ha comentado, el hecho de que requiera de un mayor mantenimiento por el motivo de que los motores que producen el movimiento en estos presentan un mayor número de averías, precisa de una mayor inversión económica, lo que provoca que en la actualidad la mayoría de las grandes plantas fotovoltaicas se decanten por seguidores en un eje.

Por consiguiente, en este proyecto se va a utilizar un seguidor en eje horizontal.

El eje se encuentra orientado en la dirección Norte-Sur y permite el giro de los paneles a lo largo del día desde el este hasta el oeste.

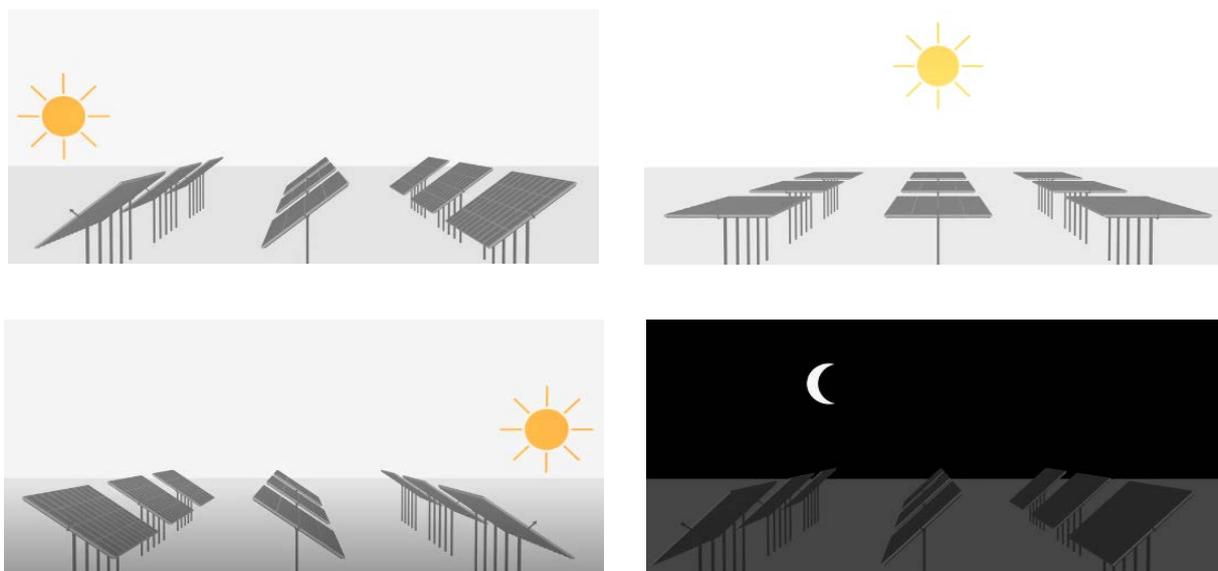


Ilustración 9: Movimiento del seguidor solar horizontal a lo largo del día. Fuente:DEGERiberica

Una vez ha pasado la puesta del Sol, los paneles vuelven a su posición inicial para comenzar un nuevo seguimiento solar con el nuevo día.

El seguidor escogido es el modelo DEGERtracker S60H de la compañía *DEGERiberica*. Sus características principales son las que se muestran a continuación.

DATOS PRINCIPALES	
Potencia nominal (según tipo de módulo)	6.500 – 8.300 W <sub>p</sub> DC
Tipo de seguimiento	1 eje
Superficie modular de hasta	41,6 m <sup>2</sup>
Máx.superf.modular (An x Al)	13 m x 3,4 m
Módulo standard de 60 células	máx. 26
Módulo standard de 72 células	máx. 21
Homologaciones	CE, EN, UL, QPS
ESTRUCTURA	
Materiales	Acero inoxidable, aluminio y acero
Galvanización	EN ISO 1461 o comparable
Tipo de Unión	Conexión atornillada, sin soldaduras vistas
MOTOR	
Principio	Sin mantenimiento del tornillo sinfín
Ángulo Este-Oeste	+/- 45°
Longitud de carrera	750 mm
Velocidad máxima de giro	20° / min.
Tipo de protección	IP 66

*Tabla 4: Tabla de especificaciones del seguidor solar.*

El motor permite un giro de +/- 45°, esto es, empieza inclinado con un ángulo de hasta 45° orientado hacia el este y va girando a lo largo del día de manera que sigue los rayos del sol hasta alcanzar un ángulo de 45° orientado hacia el oeste. Además, el mantenimiento de este motor, que en este caso utiliza el mecanismo tornillo sin fin, es mucho más simple de lo que lo sería el de un seguidor en dos ejes.

#### 4.1.4 Centro de transformación (CT)

El Centro de transformación es el encargado de elevar la tensión de salida de los inversores a la de la red de distribución, de Iberdrola Distribución en este caso, que es de 20 kV. Está formado por el transformador, que es el elemento principal y encargado de realizar el enlace entre la baja tensión y la media tensión, y por celdas de línea, de protección y de medida.

La solución escogida en este caso se basa en una subestación prefabricada de la marca ABB que además incluye los dos inversores elegidos anteriormente que presenta las siguientes características generales:

TRANSFORMADOR	
Tipo	Transformador seco (encapsulado en resina)
Potencia	1000 kVA
Tensión lado BT ( $U_{1N}$ )	0,3 kV
Tensión lado AT ( $U_{2N}$ )	20 kV
Número de devanados de BT	2
SUBESTACIÓN	
Anchura/Altura/Profundidad (An / Al / P)	6930 / 3070 / 2430 mm
Peso	20 t
Grado de protección	IP54 (sección inversor) / IP23D (sección transformador y celdas)

Tabla 5: Características CT

## 4.2 Configuración planta fotovoltaica

### 4.2.1 Número y agrupación de paneles fotovoltaicos

Se parte de la base de que se van a utilizar 2 inversores de 500 kW cada uno, lo que supone una potencia de instalación o nominal de 1MW.

Los módulos fotovoltaicos se pueden conectar en serie y en paralelo. Al conectarlos en serie, la tensión de la fila, también llamada rama o string, es la suma la tensión de cada uno de los paneles que la forman. La conexión en paralelo aumenta la intensidad del grupo en de manera que la intensidad total del grupo de paneles conectados en paralelo es la suma de la que circula por cada uno.

El número máximo de paneles que se pueden conectar en serie viene determinado por la tensión en circuito abierto del panel ( $V_{OC}$ ) y la tensión máxima que puede soportar el inversor (tensión de cortocircuito máximo,  $V_{CC,máx}$ ).

La  $V_{OC}$  varía en función de la temperatura a la que se encuentra la célula fotovoltaica. Si la temperatura disminuye,  $V_{OC}$  aumenta; mientras que a medida que crece la temperatura,  $V_{OC}$  es cada vez menor.

Esto se puede apreciar en la siguiente imagen:

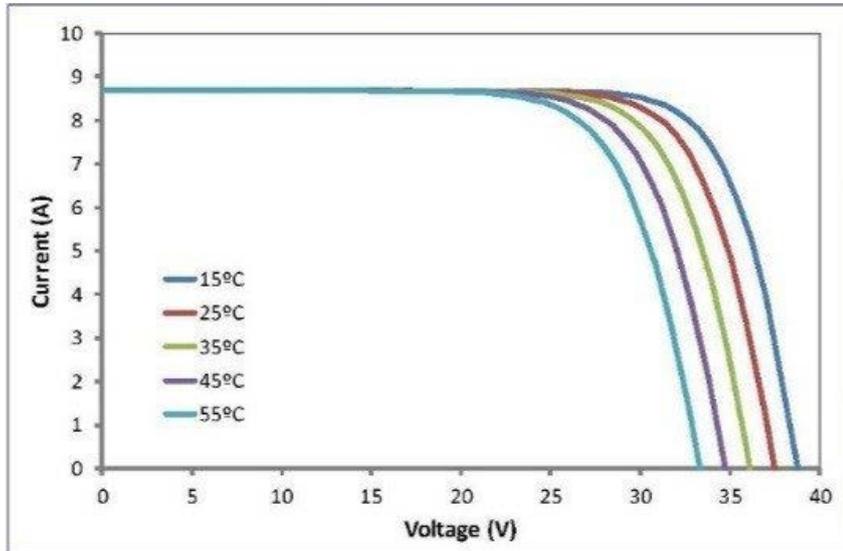


Ilustración 10: Tensión del módulo fotovoltaico frente a la temperatura.

La tensión de cortocircuito del panel proporcionada por el fabricante en la hoja de características esta medida a 25°C. Si bien, las células fotovoltaicas suelen estar aproximadamente 20°C por encima de la temperatura ambiente.

Para la temperatura máxima se puede suponer que el módulo va a llegar a una temperatura máxima de 70°C para tener un margen de seguridad.

Acudiendo a los registros de la *Agencia Estatal de Meteorología (AEMET)* obtenemos el dato de la temperatura mínima registrada en la provincia de Murcia que fue de -7,5°C (año 1985). Por lo tanto, el intervalo de temperaturas a tener en cuenta será de:

- Temperatura máxima: 70°C.
- Temperatura mínima: -7,5°C.

La fórmula que permite conocer la tensión en función de la temperatura es:

$$V(T) = V(25^{\circ}\text{C}) + \Delta V * (T - 25) \quad (1)$$

$$\Delta V = V(25^{\circ}\text{C}) * \alpha \quad (2)$$

Donde:

- T es la temperatura del módulo (°C).
- $\Delta V$  es la variación de la tensión con la temperatura respecto a  $V(25^{\circ}\text{C})$  (%/°C).
- $\alpha$  es el coeficiente de variación porcentual de la tensión con respecto a la temperatura

A la hora de cuantificar el número máximo de inversores en serie, por string, tenemos en cuenta el caso más desfavorable, esto es, cuando la temperatura es mínima. Sabiendo que  $\alpha = -0,31\%/^{\circ}\text{C}$  y  $V_{OC}(25^{\circ}\text{C}) = 37,8\text{V}$  (Jinko Solar, Tabla 1):

$$\Delta V = V_{OC}(25^{\circ}\text{C}) * \frac{-0,31}{100} = -0,1172 \quad (3)$$

$$V_{OC}(-7,5^{\circ}\text{C}) = V_{OC}(25^{\circ}\text{C}) + \Delta V * (-7,5 - 25) = 41,61\text{V} \quad (4)$$

De esta manera el número máximo de paneles en serie será el cociente entre la tensión máxima de cortocircuito del inversor y la tensión calculada arriba:

$$N_{s,m\acute{a}x} = \frac{V_{CC,m\acute{a}x}}{V_{OC}(-7,5^{\circ}\text{C})} = \frac{1000}{41,61} = 24,03 \approx 24 \text{ paneles} \quad (5)$$

Además, para que los paneles fotovoltaicos trabajen en su punto de máxima potencia, la tensión de máxima potencia del panel debe estar dentro del rango de máxima potencia del inversor (450-825 V), es por ello por lo que la tensión no debe ser inferior a 450 V en el caso más desfavorable en este caso que es cuando se da la máxima temperatura:

$$\Delta V = V_{MPPT}(25^{\circ}\text{C}) * \frac{-0,31}{100} = -0,09641 \quad (6)$$

$$V_{MPPT}(70^{\circ}\text{C}) = V_{MPPT}(25^{\circ}\text{C}) + \Delta V * (70 - 25) = 26,76\text{V} \quad (7)$$

Donde  $V_{MPPT}(25^{\circ}\text{C}) = 31,1\text{V}$ , que es la tensión de funcionamiento a máxima potencia. (Jinko Solar, Tabla 1).

$$N_{s,m\acute{i}n} = \frac{450}{V_{MPPT}(70^{\circ}\text{C})} = \frac{450}{26,76} = 16,82 \approx 17 \text{ paneles} \quad (8)$$

El número de paneles en serie deberá estar entonces entre 17 y 24 (Ecuaciones 5 y 8). Se elige 22 paneles por ser un número fácilmente divisible y permitir una menor cantidad de strings ya que el número de ramas necesarias se obtiene de dividir la potencia nominal de los inversores entre el número de paneles fotovoltaicos por string por la potencia de cada uno de estos (260 W):

$$N_{ramas} = \frac{2 * 500}{22 * 0,260} = 174,82 \approx 175 \quad (9)$$

Sin embargo, se opta por 176 strings por el hecho de que es un número que se puede dividir de manera exacta entre dos inversores. Esto supone una potencia pico ligeramente superior a 1 MW, en concreto de:

$$N_s * N_{ramas} * 260 = 1006720 \approx 1,007 \text{ MW} \quad (10)$$

En la práctica es poco probable que se den las condiciones en las que se trabaje en la máxima potencia y además la diferencia es muy pequeña por lo que no debe de ser un problema.

Se comprueba ahora que la intensidad total de los paneles, suma de las intensidades de cortocircuito de cada panel ( $I_{SC}=8,98 \text{ A}$ ), no supera la intensidad de cortocircuito máxima de cada inversor que es de 1200 A:

$$\frac{N_{ramas}}{2} * I_{SC} = 88 * 8,98 \approx 790,24 \text{ A} < 1200 \text{ A} \quad (11)$$

Además, se cumple que el total de generadores de una rama trabaja en el rango de máxima potencia del inversor:

$$N_s * V_{MPPT} = 22 * 31,1 = 684,2 \text{ V} \in [450-825 \text{ V}] \quad (12)$$

Luego se cumplen ambas condiciones y por tanto se dar el sistema escogido como válido. En resumen:

Número de paneles en serie por rama o string ( $N_s$ )	22
Número de ramas o strings ( $N_{ramas}$ )	176
Número total de paneles ( $N_T = N_s * N_{ramas}$ )	3872
Potencia pico del campo generador o total ( $P_T$ )	1,007 MW

Tabla 6: Tabla resumen del generador fotovoltaico.

#### 4.2.2 Número y disposición de seguidores solares

En la hoja de especificaciones del seguidor solar (Tabla 4) se indica que el número máximo de módulos solares de 60 células, que es el caso del panel escogido, es de 26 divididos en dos filas, una superior y otra inferior, con una superficie máxima modular (Altura x Anchura) de 3,4 x 13 m.

Como el número de paneles por rama que se ha valorado en el apartado anterior es de 22, cifra próxima al límite permitido, se decide disponer de un seguidor por string. Se comprueba ahora que se cumple con los requisitos de dimensiones:

$$2 * Alt = 3,3 \text{ m} < 3,4 \text{ m} \quad (13)$$

$$11 * Anch = 10,91 \text{ m} < 13 \text{ m} \quad (14)$$

Donde  $Alt$  es la altura del panel e igual a 1,65 m y  $Anch$  es el ancho e igual a 0,992 m.

Por lo tanto, el número total de seguidores será de 176.

Estos seguidores se orientan en la dirección norte-sur y para calcular la distancia que debe haber de un seguidor al siguiente se procede de la siguiente manera:

- El ángulo máximo permitido de giro este-oeste es de +/-45°. El cálculo se realiza considerando un ángulo de 45° ya que es el ángulo dentro del rango de giro del seguidor que mayor longitud de sombra proyectará.
- La situación más desfavorable, esto es, el día del solsticio de invierno cuando la declinación solar es de -23,45°. Teniendo en cuenta la latitud de Abanilla de 38,33°, el ángulo que forman las líneas de radiación solar con la horizontal es de:

$$\alpha = 90^\circ - (38,33^\circ - (-23,45^\circ)) = 28,22^\circ \quad (15)$$

La situación descrita queda así:

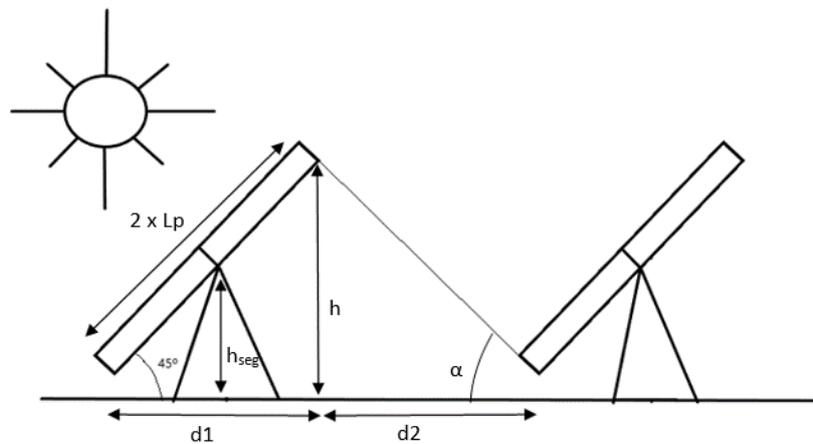


Ilustración 11: Distancia entre seguidores.

A partir de la ilustración anterior:

$$d1 = 2 * Lp * \cos(45^\circ) = 2,33 \text{ m} \quad (16)$$

$$h = h_{seg} + Lp * \sin(45^\circ) = 2,42 \text{ m} \quad (17)$$

$$d2 = \frac{h}{\tan(\alpha)} = 4,51 \text{ m} \quad (18)$$

$$d = d1 + d2 = 6,84 \text{ m} \quad (19)$$

Donde Lp es la longitud de cada panel fotovoltaico (1,65 m) y h<sub>seg</sub> es la altura de la base del seguidor (1,25 m).

De la Ecuación 19 se obtiene que la distancia mínima, d, igual a 6,84 metros. No obstante, se añade un pequeño margen de seguridad de manera que la distancia total sea de 7 m.

Para resumir:

Número de seguidores solares	176
Distancia entre seguidores, d	7 m

Tabla 7: Tabla resumen de seguidores.

## 5 CABLEADO

La selección de los cables de conexión de la instalación FV quedan regulados por la ITC-BT-40 del REBT (Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión).

Esta instrucción estipula que los cables de conexión deben estar dimensionados para una intensidad no menor al 125% de la intensidad máxima del generador y que la caída de tensión entre el generador y el punto de conexión a la Red de distribución Pública o a la instalación interior no puede ser mayor de un 1,5% para la intensidad nominal.

En este caso se dimensionará la sección de los cables teniendo en cuenta los distintos tramos que van desde cada una de las ramas de los módulos fotovoltaicos hasta los inversores que suponen la entrada a la estación donde se encuentran, además de estos, el transformador y las celdas modulares.

Los criterios que se van a emplear para el cálculo de las secciones son el térmico o de calentamiento de la sección y el de caída de tensión.

### 5.1 Tramo 1: Generadores FV – Caja concentradora de strings

Para identificar este tramo se parte del plano número 2, en el que se ha dividido la instalación en dos grupos principales de acuerdo con el número de inversores totales. Así, cada grupo (Norte y Sur) acaba conectado a uno de los dos inversores. Estos 2 grupos se dividen a su vez en subgrupos (A-F) de manera que cada uno de estos está formado por un concentrador de strings y el número de ramas en paralelo que se conectan al mismo y que se pueden agrupar en filas (de 1 a 4 filas por concentrador).

En este apartado se dimensionan las secciones de los cables que van desde cada una de las ramas en paralelo de los módulos fotovoltaicos (FV) hasta su correspondiente caja concentradora de strings. El tramo de los cables entre paneles que se conectan en serie es interno al generador, por lo que no se aplica la ITC-BT-40 y además, ya están proporcionados por el fabricante por lo que no son objeto de cálculo.

Primero se va a seguir el criterio térmico y para ello se utiliza la instrucción ITC-BT-07: Redes subterráneas para distribución en baja tensión. De esta instrucción se obtienen las tablas que se muestran a continuación.

La justificación de utilizar cables enterrados es, principalmente por el hecho de que el terreno es muy estrecho y parte de las zonas por dónde van las líneas será zona transitable. En esta instrucción se considera la siguiente instalación tipo para conductores enterrados:

*“Un solo cable tripolar o tetrapolar o una terna de cables unipolares en contacto mutuo, o un cable bipolar o dos cables unipolares en contacto mutuo, directamente enterrados en toda su longitud en una zanja de 0,70 m de profundidad, en un terreno de resistividad térmica media de 1 K\*m/W y temperatura ambiente del terreno a dicha profundidad, de 25°C.”*

Si no se dan las condiciones descritas es necesario aplicar factores de corrección.

Los valores de partida son:

- Cables unipolares con conductores en instalación enterrada.
- Conductores de cobre con aislante de polietileno reticulado, XLPE.
- La corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ) del panel FV escogido que es de 8,98 A.
- Una temperatura del terreno de 35°C, ya que la temperatura máxima del terreno a una profundidad de 20 cm registrada por IDAE en Murcia en la “*Guía Técnica. Condiciones climáticas exteriores de proyecto*” es de 32°C durante el mes de septiembre y de esta manera hay un margen de seguridad. Además, teniendo en cuenta la temperatura máxima en servicio permanente del XLPE es de 90°C se tiene un factor de corrección por temperatura (Ft) de 0.92.

Temperatura de servicio $\Theta_s$ (°C)	Temperatura del terreno, $\Theta_t$ , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1.11	1.07	1.04	1	0.96	0.92	0.88	0.83	0.78
70	1.15	1.11	1.05	1	0.94	0.88	0.82	0.75	0.67

Tabla 8: Factores de corrección por temperatura del terreno para conductores enterrados.

- Como no se dispone de otros datos sobre la resistividad del terreno, se escoge el valor de 2,50 K\*m/W estándar lo que supone un factor (Ft) de 0.68. Este valor es considerado como una precaución necesaria para una utilización mundial cuando el tipo del terreno y el emplazamiento geográfico no están especificados (anexo A de la norma IEC 60287). Como se observa en la siguiente ilustración se trata de una resistividad con un factor desfavorable lo que permite tener un pequeño margen de seguridad.

Tipo de cable	Resistividad térmica del terreno, en K.m/W										
	0.80	0.85	0.90	1	1.10	1.20	1.40	1.65	2.00	2.50	2.80
Unipolar	1.09	1.06	1.04	1	0.96	0.93	0.87	0.81	0.75	0.68	0.66
Tripolar	1.07	1.05	1.03	1	0.97	0.94	0.89	0.84	0.78	0.71	0.69

Tabla 9: Factores de corrección por resistividad del terreno para conductores enterrados.

- Una profundidad de la zanja de 0,7m.
- El agrupamiento de 5 cables, en contacto, que es el número máximo de strings por fila que pasarán hasta la caja concentradora, esto es, un factor corrector (Fa) de 0,6.

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 10: Factores de corrección por agrupamiento de cables para conductores enterrados.

La intensidad una vez se aplican los factores de corrección será:

$$I_1 = \frac{1,25 * I_{SC}}{Ft * Fa * Fr} = 29,905 A \quad (20)$$

Esta es la intensidad necesaria que debe ser menor o igual a la intensidad admisible por una determinada sección para que esa sección sea la adecuada para el conductor. Se ha calculado teniendo en cuenta un valor del 125% de la intensidad de cortocircuito para el cálculo de la intensidad necesaria.

En la tabla de intensidades admisibles (Tabla 11), para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente) en condiciones estándar, se tiene que la intensidad admisible para una sección de 6 mm<sup>2</sup> con aislamiento XLPE es de 88,2 A (1,225\*72 = 88,2 A) y no 72 porque para el caso de dos cables unipolares, la intensidad admisible será la correspondiente a la columna de la terna de cables unipolares de la misma sección y tipo de aislamiento, multiplicada por 1,225.

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 11: Corrientes admisibles para conductores enterrados en condiciones estándar.

Esta intensidad ya es mayor que la calculada (88,2 A > 29,905 A) por lo que la sección requerida es de 6 mm<sup>2</sup> por el método de máxima intensidad admisible.

En segundo lugar, se debe aplicar también el criterio de máxima caída de tensión (CDT) admisible del 1,5% en toda la línea. Es por ello que un valor recomendable a no superar en este tramo sería un 0,5%. Este es pues, el máximo valor que se va a permitir en este caso.

Es necesario conocer las distancias de cableado de cada uno de los subgrupos anteriormente mencionados y que se indican en la siguiente tabla.

En esta, se representa la distancia más desfavorable, la mayor, de cada una de las filas de strings de cada subgrupo partiendo de la tabla anterior. A esta distancia se le aumenta su valor un 10% a modo de factor de seguridad y se calcula la sección necesaria para que en cada una de las líneas la caída de tensión sea del 0,5%:

$$S = \frac{2 * \rho * l * I}{V * CDT(\%)} * 100 \quad (21)$$

Donde:

- $\rho$  es la resistividad del cobre a 70°C que es de 0.020  $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ .
- L es la distancia, una vez aplicado el factor de seguridad, en metros.
- I es la intensidad de cortocircuito de los paneles corregida ( $1,25 * I_{SC}$ ) en Amperios.
- V es la tensión del punto de máxima potencia multiplicada por el número de paneles por rama ( $22 * V_{MPPT}$ ) en Voltios.
- S es la sección del conductor considerada en  $\text{mm}^2$ .

GRUPO	SUBGRUPO	FILA	NÚMERO DE RAMAS EN PARALELO	MAYOR DISTANCIA (m)	DISTANCIA CORREGIDA (m)	INTENSIDAD (A)	TENSIÓN (V)	SECCIÓN (mm <sup>2</sup> )	CDT (%)
SUR	A	1	4	20,8	22,88	11,225	684,2	3,003	0,500
		2	4	18,32	20,152	11,225	684,2	2,645	0,500
	B	1	5	29,54	32,494	11,225	684,2	4,265	0,500
		2	5	20,14	22,154	11,225	684,2	2,908	0,500
		3	5	22,85	25,135	11,225	684,2	3,299	0,500
		4	1	18,76	20,636	11,225	684,2	2,708	0,500
	C	1	4	25,79	28,369	11,225	684,2	3,723	0,500
		2	5	19,45	21,395	11,225	684,2	2,808	0,500
		3	5	26,09	28,699	11,225	684,2	3,767	0,500
		4	2	24,59	27,049	11,225	684,2	3,550	0,500
	D	1	3	29,89	32,879	11,225	684,2	4,315	0,500
		2	5	23,33	25,663	11,225	684,2	3,368	0,500
		3	5	24,7	27,17	11,225	684,2	3,566	0,500
		4	3	25,38	27,918	11,225	684,2	3,664	0,500
	E	1	2	31,77	34,947	11,225	684,2	4,587	0,500
		2	5	23,47	25,817	11,225	684,2	3,388	0,500
		3	5	24,91	27,401	11,225	684,2	3,596	0,500
		4	4	30,63	33,693	11,225	684,2	4,422	0,500
	F	1	1	31,76	34,936	11,225	684,2	4,585	0,500
		2	5	24,06	26,466	11,225	684,2	3,474	0,500
		3	5	25,01	27,511	11,225	684,2	3,611	0,500
		4	5	34,53	37,983	11,225	684,2	4,985	0,500

NORTE	A	1	5	29,85	32,835	11,225	684,2	4,310	0,500
		2	5	20,81	22,891	11,225	684,2	3,004	0,500
		3	5	26,46	29,106	11,225	684,2	3,820	0,500
		4	1	20,01	22,011	11,225	684,2	2,889	0,500
	B	1	4	25,79	28,369	11,225	684,2	3,723	0,500
		2	5	19,87	21,857	11,225	684,2	2,869	0,500
		3	5	29,53	32,483	11,225	684,2	4,263	0,500
		4	2	25,23	27,753	11,225	684,2	3,643	0,500
	C	1	3	30,26	33,286	11,225	684,2	4,369	0,500
		2	5	24	26,4	11,225	684,2	3,465	0,500
		3	5	26,12	28,732	11,225	684,2	3,771	0,500
		4	3	27,04	29,744	11,225	684,2	3,904	0,500
	D	1	2	31,53	34,683	11,225	684,2	4,552	0,500
		2	5	23,99	26,389	11,225	684,2	3,464	0,500
		3	5	25,68	28,248	11,225	684,2	3,707	0,500
		4	4	31,05	34,155	11,225	684,2	4,483	0,500
	E	1	1	36,04	39,644	11,225	684,2	5,203	0,500
		2	5	29,33	32,263	11,225	684,2	4,234	0,500
		3	5	30,24	33,264	11,225	684,2	4,366	0,500
		4	5	35,56	39,116	11,225	684,2	5,134	0,500
F	1	8	17,77	20,4355	11,225	684,2	2,682	0,500	

Tabla 12: Secciones conductores primer tramo en función del criterio de caída de tensión.

La sección mínima necesaria para cumplir el requisito es la máxima de la tabla anterior que es de 5,203 mm<sup>2</sup>. La siguiente sección nominal a esta es 6 mm<sup>2</sup>.

Ahora se fija la sección y se calcula la caída de tensión producida en todas las líneas con la fórmula anterior pero en este caso el término independiente pasa a ser CDT (%):

$$CDT (\%) = \frac{2 * \rho * l * I}{V * S} * 100 \quad (22)$$

GRUPO	SUBGRUPO	FILA	NÚMERO DE RAMAS EN PARALELO	MAYOR DISTANCIA (m)	DISTANCIA CORREGIDA (m)	INTENSIDAD (A)	TENSIÓN (V)	SECCIÓN (mm <sup>2</sup> )	CDT (%)
SUR	A	1	4	20,8	22,88	11,225	684,2	6	0,250
		2	4	18,32	20,152	11,225	684,2	6	0,220
	B	1	5	29,54	32,494	11,225	684,2	16	0,133
		2	5	20,14	22,154	11,225	684,2	16	0,091
		3	5	22,85	25,135	11,225	684,2	16	0,103

PROYECTO DE PLANTA FOTOVOLTAICA DE 1MW<sub>p</sub> EN ABANILLA (MURCIA)

	C	4	1	18,76	20,636	11,225	684,2	16	0,085
		1	4	25,79	28,369	11,225	684,2	10	0,186
		2	5	19,45	21,395	11,225	684,2	10	0,140
		3	5	26,09	28,699	11,225	684,2	10	0,188
		4	2	24,59	27,049	11,225	684,2	10	0,178
	D	1	3	29,89	32,879	11,225	684,2	10	0,216
		2	5	23,33	25,663	11,225	684,2	10	0,168
		3	5	24,7	27,17	11,225	684,2	10	0,178
		4	3	25,38	27,918	11,225	684,2	10	0,183
	E	1	2	31,77	34,947	11,225	684,2	6	0,382
		2	5	23,47	25,817	11,225	684,2	6	0,282
		3	5	24,91	27,401	11,225	684,2	6	0,300
		4	4	30,63	33,693	11,225	684,2	6	0,369
	F	1	1	31,76	34,936	11,225	684,2	10	0,229
		2	5	24,06	26,466	11,225	684,2	10	0,174
		3	5	25,01	27,511	11,225	684,2	10	0,181
4		5	34,53	37,983	11,225	684,2	10	0,249	
NORTE	A	1	5	29,85	32,835	11,225	684,2	6	0,359
		2	5	20,81	22,891	11,225	684,2	6	0,250
		3	5	26,46	29,106	11,225	684,2	6	0,318
		4	1	20,01	22,011	11,225	684,2	6	0,241
	B	1	4	25,79	28,369	11,225	684,2	6	0,310
		2	5	19,87	21,857	11,225	684,2	6	0,239
		3	5	29,53	32,483	11,225	684,2	6	0,355
		4	2	25,23	27,753	11,225	684,2	6	0,304
	C	1	3	30,26	33,286	11,225	684,2	6	0,364
		2	5	24	26,4	11,225	684,2	6	0,289
		3	5	26,12	28,732	11,225	684,2	6	0,314
		4	3	27,04	29,744	11,225	684,2	6	0,325
	D	1	2	31,53	34,683	11,225	684,2	6	0,379
		2	5	23,99	26,389	11,225	684,2	6	0,289
		3	5	25,68	28,248	11,225	684,2	6	0,309
		4	4	31,05	34,155	11,225	684,2	6	0,374
	E	1	1	36,04	39,644	11,225	684,2	6	0,434
		2	5	29,33	32,263	11,225	684,2	6	0,353
		3	5	30,24	33,264	11,225	684,2	6	0,364
		4	5	35,56	39,116	11,225	684,2	6	0,428
	F	1	8	17,77	20,4355	11,225	684,2	6	0,224

Tabla 13: Caída de tensión en los conductores del primer tramo en función de la sección.

El hecho de que en algunos casos la sección no sea uniforme e igual a 6 mm<sup>2</sup> sino mayor se debe a que se ha buscado reducir aún más la caída de tensión en esos tramos para obtener un mayor margen para los siguientes, como se explica en el siguiente apartado.

En todos los casos la caída de tensión es inferior al 0,5% siendo la más alta 0,434%. Por tanto, la sección obtenida por el criterio de máxima caída de tensión es de 6 mm<sup>2</sup>, y 10 ó 16 mm<sup>2</sup> en casos concretos.

La sección escogida para este tramo debe ser la más restrictiva entre ambos criterios. En este caso ambos criterios conducen a la sección de 6 mm<sup>2</sup> salvo en casos puntuales en los que aun siendo suficiente para alcanzar el objetivo de máxima CDT de 0,5% se ha optado por secciones superiores. Consiguientemente, la sección final para este tramo es de 6, 10 y 16 mm<sup>2</sup>.

## 5.2 Tramo 2: DC Box I – DC Box II

La sección de cableado a dimensionar en este apartado es la correspondiente al tramo que comienza en cada una de las cajas concentradoras de strings de cada una de las filas de los subgrupos de un mismo grupo, DC Box I, hasta una caja concentradora mayor por cada grupo, DC Box II, donde llegan todas las líneas de los DC Box de un grupo.

Se comienza también aquí por el criterio de calentamiento de la sección. Como en el caso anterior, se trata de conductores directamente enterrados ya que las líneas discurren por zonas de paso, por lo que se sigue la misma instrucción (ITC-BT-07) y se van a utilizar las mismas tablas que en el apartado anterior. La información es la siguiente:

- Cables unipolares con conductores en instalación enterrada.
- Conductores de cobre con aislante de polietileno reticulado, XLPE.
- La corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ) del panel FV escogido que es de 8,98 A, multiplicada por el número de ramas totales que llegan al DC Box I. Esto es 8\*8,98 en el caso de los subgrupos A y F de los grupos Sur y Norte respectivamente y 16\*8,98 en el resto de los subgrupos.
- Una temperatura del terreno de 35°C por lo justificado en el cableado del tramo I. Además, teniendo en cuenta la temperatura máxima en servicio permanente del XLPE es de 90°C se tiene un factor de corrección por temperatura (Ft) de 0.92 de la Tabla 8.
- Como no se dispone de otros datos sobre la resistividad del terreno, se escoge el valor de 2,50 K\*m/W estándar lo que supone un factor (Ft) de 0.68 de la Tabla 9. Este valor es considerado como una precaución necesaria para una utilización mundial cuando el tipo del terreno y el emplazamiento geográfico no están especificados (anexo A de la norma IEC 60287). Como se observa en la siguiente ilustración se trata de una resistividad con un factor desfavorable lo que permite tener un pequeño margen de seguridad.
- Una profundidad de la zanja de 0,7m.
- El agrupamiento de 6 cables, en contacto, que es el número total de líneas que parten de los DC Box I del grupo Sur, esto es, un factor corrector (Fa) de 0,56 de la Tabla 10. En el caso del grupo Norte, la canalización de los subgrupos D, E y F es independiente de la del resto, de esta

manera se consideran factores de agrupamiento de 1 y 3 cables cuyos valores son 1 y 0,7 respectivamente.

La intensidad necesaria en este caso resulta de aplicar la fórmula:

$$I_1 = \frac{1,25 * Nr * I_{SC}}{Ft * Fa * Fr} \quad (23)$$

Donde Nr es el número de ramas conectadas a cada caja concentradora de strings.

Así se obtiene la siguiente tabla:

GRUPO	SUBGRUPO	NÚMERO DE RAMAS O STRINGS	Ft	Fa	Fr	F (Fa*Ft*Fr)	INTENSIDAD (A) I=1,25*Nr*I <sub>SC</sub>	INTENSIDAD NECESARIA (A)	SECCIÓN NOMINAL (mm <sup>2</sup> )
SUR	A	8	0,92	0,56	0,68	0,35	89,8	256,325	50
	B	16	0,92	0,56	0,68	0,35	179,6	512,651	150
	C	16	0,92	0,56	0,68	0,35	179,6	512,651	150
	D	16	0,92	0,56	0,68	0,35	179,6	512,651	150
	E	16	0,92	0,56	0,68	0,35	179,6	512,651	150
	F	16	0,92	0,56	0,68	0,35	179,6	512,651	150
NORTE	A	16	0,92	0,70	0,68	0,44	179,6	410,121	95
	B	16	0,92	0,70	0,68	0,44	179,6	410,121	95
	C	16	0,92	0,70	0,68	0,44	179,6	410,121	95
	D	16	0,92	1,00	0,68	0,63	179,6	287,084	50
	E	16	0,92	1,00	0,68	0,63	179,6	287,084	50
	F	8	0,92	1,00	0,68	0,63	89,8	143,542	16

Tabla 14: Secciones conductores segundo tramo en función del criterio de máxima intensidad admisible.

En la Tabla 14 la intensidad ya representa el 125% de la intensidad de cortocircuito de los paneles por el número de ramas que llegan al DC Box I (1,25\*I<sub>sc</sub>). La sección nominal es la sección que le corresponde a cada uno de los cables según el criterio de térmico una vez aplicados los factores de corrección (Tabla 11) en la que se ha tenido en cuenta, otra vez, que para el caso de dos cables unipolares, la intensidad admisible será la correspondiente a la columna de la terna de cables unipolares de la misma sección y tipo de aislamiento, multiplicada por 1,225.

Ahora se aplica el criterio de máxima caída de tensión admisible del 1,5% en toda la línea. Para ello se fija la máxima caída de tensión permitida en este caso y a partir de ahí se calcula la sección necesaria para cumplir este requisito.

La máxima CDT para este tramo será la diferencia entre el 1,5% y la máxima caída de tensión por subgrupo que se ha obtenido en la Tabla 13 del apartado anterior.

Por ejemplo, para el caso del subgrupo A del grupo Norte se tiene que la máxima caída de tensión para el tramo anterior es de 0,250. La máxima caída de tensión para el tramo que va desde el concentrador de ese subgrupo A hasta el DC Box II será de 1,250%, resultado de (1,5% – 0,250%).

En la siguiente tabla se refleja todo esto. En ella, se representa el número de ramas conectadas a cada subgrupo y la distancia entre cada DC Box I y su correspondiente DC Box II y la misma distancia mayorada un 5%, que es menos del 10% anterior al tratarse de mayores longitudes, a modo de factor de seguridad. La intensidad y la tensión es la correspondiente a cada subgrupo y al final se obtiene la sección necesaria a partir de la máxima caída de tensión con la siguiente fórmula:

$$S = \frac{2 * \rho * l * I}{V * CDT \text{ MÁX}(\%)} * 100 \quad (24)$$

La tabla resumen es:

GRUPO	SUBGRUPO	NÚMERO DE RAMAS O STRINGS	DISTANCIA (m)	DISTANCIA CORREGIDA (m)	INTENSIDAD (A)	TENSIÓN (V)	CDT MÁX (%)	SECCIÓN (mm <sup>2</sup> )	SECCIÓN NOMINAL (mm <sup>2</sup> )
SUR	A	8	291,95	306,55	89,8	684,2	1,250	128,78	150
	B	16	266,73	280,06	179,6	684,2	1,367	215,16	240
	C	16	249,50	261,98	179,6	684,2	1,312	209,71	240
	D	16	224,18	235,39	179,6	684,2	1,284	192,45	240
	E	16	194,46	204,19	179,6	684,2	1,118	191,80	240
	F	16	168,14	176,54	179,6	684,2	1,251	148,21	150
NORTE	A	16	132,22	138,83	179,6	684,2	1,141	127,77	150
	B	16	108,24	113,65	179,6	684,2	1,145	104,24	120
	C	16	78,79	82,73	179,6	684,2	1,136	76,47	95
	D	16	49,97	52,47	179,6	684,2	1,121	49,16	50
	E	16	24,99	26,24	179,6	684,2	1,066	25,84	35
	F	8	28,94	30,38	89,8	684,2	1,276	12,50	16

Tabla 15: Secciones conductores segundo tramo en función del criterio de máxima caída de tensión.

La sección nominal se corresponde a la sección comercial inmediatamente superior a la sección necesaria calculada por la operación anterior.

Por último, es necesario comparar las secciones obtenidas por ambos criterios para elegir las que cumplan ambos. De esta manera en la siguiente tabla se recogen las secciones obtenidas para ambos criterios, siendo C1 el criterio de máxima intensidad admisible y C2 el de máxima caída de tensión, y también la sección comercial finalmente necesaria.

GRUPO	SUBGRUPO	SECCIÓN C1 (mm <sup>2</sup> )	SECCIÓN C2 (mm <sup>2</sup> )	SECCIÓN FINAL (mm <sup>2</sup> )
SUR	A	50	150	150
	B	150	240	240
	C	150	240	240
	D	150	240	240
	E	150	240	240
	F	150	150	150
NORTE	A	95	150	150
	B	95	120	120
	C	95	95	95
	D	50	50	50
	E	50	35	50
	F	16	16	16

Tabla 16: Sección final de los conductores del tramo 2.

Una vez llegado este punto se pueden justificar las decisiones tomadas respecto a los cambios de secciones del tramo 1 y las diferentes canalizaciones enterradas en algunos subgrupos del tramo 2:

- Las secciones mayores a 6 mm<sup>2</sup> en el tramo 1 se deben a que, de ese modo, la caída de tensión máxima considerada para el tramo 2 (1,5% - CDT máximo de cada fila del tramo 1) permite que la sección de 240 mm<sup>2</sup> sea la máxima que se pueda dar, ya que secciones mayores a estas son difícilmente localizables de manera comercial. Además, es preferible aumentar la sección en ese intervalo de magnitudes (6, 10,16 mm<sup>2</sup>), que en otras mayores cuando el precio resulta más caro. Es por ello por lo que tras varias iteraciones se opta por esa solución de compromiso.
- Emplear zanjas separadas para el tramo 2 de la zona Norte es consecuencia de que las distancias aquí desde el DC Box I al DC box II son menores que en la zona Sur. Por lo tanto, de no haber hecho esto, el criterio de máxima intensidad hubiera sido mucho más restrictivo llevando incluso a hacer necesarias secciones de 240 en lugar de las arriba expuestas con el consiguiente aumento del coste en términos de cableado. Así se decide optar por separar las zanjas en pro de disminuir la sección necesaria.

A continuación, se expone un cuadro resumen de la sección en ambos tramos:

GRUPO	SUBGRUPO	FILA	SECCIÓN TRAMO 1 (mm <sup>2</sup> )	SECCIÓN TRAMO 2 (mm <sup>2</sup> )
SUR	A	1	6	150
		2	6	
	B	1	16	240
		2	16	
		3	16	
		4	16	

	C	1	10	240
		2	10	
		3	10	
		4	10	
	D	1	10	240
		2	10	
		3	10	
		4	10	
	E	1	6	240
		2	6	
		3	6	
		4	6	
	F	1	10	150
		2	10	
		3	10	
		4	10	
NORTE	A	1	6	150
		2	6	
		3	6	
		4	6	
	B	1	6	120
		2	6	
		3	6	
		4	6	
	C	1	6	95
		2	6	
		3	6	
		4	6	
	D	1	6	50
		2	6	
		3	6	
		4	6	
	E	1	6	50
		2	6	
		3	6	
		4	6	
F	1	6	16	

Tabla 17: Sciones finales de los tramos 1 y 2.

### 5.3 Tramo 3: DC Box II – Inversor

Para este tramo tan solo se empleará el criterio de calentamiento de la sección para el diseño de los cables puesto que la distancia entre los concentradores de nivel 2 y los inversores es muy reducida, inferior a un 1 metro y, por tanto, la caída de tensión resulta insignificante.

En este caso, al no ser conductores enterrados, no hay una Instrucción técnica específica en el REBT, sino que en la ITC-BT-19 se remite a la norma UNE 20 460-5-523, que actualmente está sustituida por la norma UNE-HD 60364-5-52. Esta última norma es la que se emplea para dimensionar el cableado de esta tramo y de la cual se extraen las siguientes tablas.

Los valores a considerar para el criterio térmico son:

- Tipo de instalación F (tabla A.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52:2014), conductores unipolares sobre bandejas perforadas en recorrido horizontal o vertical.
- Conductores de cobre con aislante de polietileno reticulado, XLPE2.
- La corriente de cada uno de los dos grupos que es de  $I_g = 987,8$  A (Suma total de todas las corrientes de cada grupo multiplicada por 1,25).
- Una temperatura ambiente de 50°C, ya que la temperatura máxima registrada en la provincia de Murcia es de 45,7°C (4 de julio de 1994), dato extraído de la AEMET, y se escoge un valor algo mayor para tener un margen de seguridad, esto da lugar a un factor Ft de 0,82.

Temperatura ambiente <sup>a</sup> °C	Aislamiento			
	PVC	XLPE y EPR	MineraF	
			Cubierta de PVC o cable desnudo y accesible 70 °C	Cable desnudo e inaccesible 105 °C
10	1,22	1,15	1,26	1,14
15	1,17	1,12	1,20	1,11
20	1,12	1,08	1,14	1,07
25	1,06	1,04	1,07	1,04
30	1,00	1,00	1,00	1,00
35	0,94	0,96	0,93	0,96
40	0,87	0,91	0,85	0,92
45	0,79	0,87	0,78	0,88
50	0,71	0,82	0,67	0,84
55	0,61	0,76	0,57	0,80
60	0,50	0,71	0,45	0,75
65	–	0,65	–	0,70
70	–	0,58	–	0,65
75	–	0,50	–	0,60
80	–	0,41	–	0,54
85	–	–	–	0,47
90	–	–	–	0,40
95	–	–	–	0,32

<sup>a</sup> Para temperaturas ambiente más elevadas, consultar al fabricante.

Tabla 18: Factores de corrección para temperatura ambiente distintas de 30°C.

- El factor de corrección de agrupamiento que depende del número de conductores por fase escogidos (Tabla 19) debido a que la intensidad es demasiado elevada para utilizar tan solo 1 como se aprecia en la Tabla 20.

Punto	Disposición (En contacto)	Número de circuitos o de cables multipolares											Para usarse con las corrientes admisibles, referencia	
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16		20
1	Agrupados en el aire, sobre una superficie, empotrados o en el interior de una envolvente	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	B.52.2 a B.52.13 Métodos A a F
2	Capa única sobre pared, suelo o sistemas de bandejas de cables sin perforar	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70	Sin factor de reducción suplementario para más de nueve circuitos o cables multipolares			
3	Capa única fijada directamente bajo techo de madera	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				
4	Capa única sobre sistemas de bandejas perforadas horizontales o verticales	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				B.52.8 a B.52.13 Métodos E y F
5	Capa única sobre sistemas de bandejas de escalera, o bridas de amarre, etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				

Tabla 19: Factores de corrección por agrupamiento de cables.

Así mediante la fórmula:

$$I_1 = \frac{I}{Ft * Fa * n} \quad (25)$$

Obtenemos la siguiente tabla:

GRUPO	Número de conductores por fase	Ft	Fa	F (Fa*Ft)	INTENSIDAD (A) I=I <sub>g</sub>	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE	SECCIÓN NOMINAL (mm <sup>2</sup> )
SUR O NORTE	1	0,82	1	0,82	987,80	1204,63	630
	2	0,82	0,88	0,72	493,90	684,45	240
	3	0,82	0,82	0,67	329,27	489,69	150
	4	0,82	0,77	0,63	246,95	391,11	120
	5	0,82	0,75	0,62	197,56	321,24	95
	6	0,82	0,73	0,60	164,63	275,03	70
	7	0,82	0,73	0,60	141,11	235,74	50
	8	0,82	0,72	0,59	123,48	209,14	50
	9	0,82	0,72	0,59	109,76	185,90	35

Tabla 20: Secciones conductores tercer tramo en función del criterio de máxima intensidad admisible.

Se puede apreciar que, si no se reparte la corriente en varios conductores, la sección nominal resultante, obtenida a partir de la columna 4 de la Tabla 21, es demasiado elevada para poder obtenerse de manera comercial. Este hecho es responsable de la necesidad de utilizar un mayor número de conductores por fase. Se opta por escoger 3 conductores por fase lo que implica una sección de cada uno de ellos de 150 mm<sup>2</sup>.

Sección nominal del conductor mm <sup>2</sup>	Métodos de instalación de la tabla B.52.1						
	Cables multipolares			Cables unipolares			
	Dos conductores cargados	Tres conductores cargados	Dos conductores cargados en contacto	Tres conductores cargados al tresbolillo	Tres conductores cargados en plano		
					En contacto	Separados	
					Horizontales	Verticales	
Método E	Método E	Método F	Método F	Método F	Método G	Método G	
1	2	3	4	5	6	7	8
1,5	26	23	–	–	–	–	–
2,5	36	32	–	–	–	–	–
4	49	42	–	–	–	–	–
6	63	54	–	–	–	–	–
10	86	75	–	–	–	–	–
16	115	100	–	–	–	–	–
25	149	127	161	135	141	182	161
35	185	158	200	169	176	226	201
50	225	192	242	207	216	275	246
70	289	246	310	268	279	353	318
95	352	298	377	328	342	430	389
120	410	346	437	383	400	500	454
150	473	399	504	444	464	577	527
185	542	456	575	510	533	661	605
240	641	538	679	607	634	781	719
300	741	621	783	703	736	902	833
400	–	–	940	823	868	1085	1008
500	–	–	1083	946	998	1253	1169
630	–	–	1 254	1 088	1 151	1 454	1 362

Tabla 21: Corrientes admisibles para conductores con instalación tipo E, F y G, aislamiento XLPE y condiciones estándar

#### 5.4 Tramo 4: Inversor – Transformador

En la estación que agrupa los inversores, el transformador y las celdas ya viene instalado el cableado de este tramo mediante bandejas y como además, la longitud del tramo es muy corta, tan solo se comprueba su validez respecto al criterio térmico ya que la caída de tensión es despreciable.

En este caso se emplean 3 conductores de cobre por fase con una sección de cada uno de ellos de 240 mm<sup>2</sup> y aislamiento XLPE3. Calculando la intensidad necesaria con la Ecuación 25 donde la I es la intensidad nominal del inversor (965 A) multiplicada por 1,25 (125%) y dividida por el número de conductores (3) y los factores Ft (0,82) y Fa (0,67) se obtiene un valor de 597,8 A.

Esta intensidad es inferior a los 607 A que marca la tabla superior para 240 mm<sup>2</sup> y por tanto se concluye que el cableado de este tramo es correcto.

## 6 PROTECCIONES

En este apartado se analizan las protecciones que, o bien ya se encuentran disponibles o forman parte de algunos de los elementos de la instalación solar fotovoltaica, o bien se han de añadir a lo largo de la misma. La sección se divide en tramos y al final se evalúan la puesta a tierra.

### 6.1 Tramo Grupo generador - Inversor

#### 6.1.1 DC Box I

El primer DC Box, de la marca *Schneider Electric*, dispone de las siguientes protecciones en su interior según su hoja de características:

Protección	
Protección contra sobreintensidad en entradas CC	Protección en ambas polaridades, fusibles gPV, tamaño 10 x 38 (fusibles no incluidos con el producto)
Protección. contra sobretensión CC	Descargador de sobretensión, 1000 V CC, tipo 2, Imáx 40 KA
Protección. contra descargas eléctricas	Equipos de Clase II

Tabla 22: Protecciones de serie DC Box I.

Para la protección contra sobreintensidades es necesario seleccionar los fusibles adecuados ya que estos no vienen de serie con el concentrador de nivel 1.

La clase gPV designa los cartuchos fusibles que pueden cortar el rango de corrientes continuas en sistemas de energía fotovoltaica y están recogidos por la norma IEC 60269-6/2010 (Fusibles de baja tensión. Parte 6: Requisitos suplementarios para los cartuchos fusibles utilizados para la protección de sistemas de energía solar fotovoltaica). Los requisitos suplementarios de la citada norma se aplican a fusibles para la protección de las cadenas FV y de los grupos FV en equipos para tensiones nominales inferiores o iguales a 1500 Vcc.

La norma también indica los requisitos que deben cumplir los fusibles para que sean adecuados para la instalación. Concretamente:

1. La tensión asignada del cartucho fusible ( $U_e$ ) debe ser mayor o igual a 1,2 veces la tensión de vacío total en condiciones STC ( $\geq 1,2 \cdot V_{OC,STC}$ ).
2. La corriente asignada del cartucho fusible o intensidad nominal ( $I_n$ ) debe ser mayor o igual a 1,4 veces la intensidad de cortocircuito total ( $\geq 1,4 \cdot I_{SC}$ ).

Teniendo en cuenta esto:

$$U_e \geq 1,2 \cdot 22 \cdot 37,8 = 997,92 \text{ V} \quad (26)$$

$$I_n \geq 1,4 \cdot 8,98 = 12,57 \text{ A} \quad (27)$$

Además, el poder de corte del fusible debe ser mayor a la máxima corriente que se puede generar que es la de cortocircuito del campo solar y que se calcula de la siguiente forma:

$$I_{m\acute{a}x} = (N - 1) * I_{sc} = 1,57 \text{ kA} \quad (28)$$

Donde N es el número de ramas conectadas en paralelo, 176 en nuestro caso.

Los fusibles comerciales seleccionados para cada una de las ramas en paralelo de todos los subgrupos (A-F) de ambos grupos (Sur y Norte) y que estarán disponibles en el DC Box I serán los que presentan las siguientes propiedades:

Tensión asignada	1000 V DC
Intensidad	15 A
Poder de corte	30 kA

Tabla 23: Fusibles DC Box I

El número total de este tipo de fusibles es igual al doble de número total de ramas en paralelo o strings ya que se coloca un fusible tanto por polo positivo como negativo, esto es, 352 (176\*2).

La caja concentradora ya dispone de descargador de sobretensiones con una tensión nominal de 1000 V en CC que es superior a la tensión de vacío total y una intensidad máxima de 40 kA que resulta suficiente. Así pues, este descargador resulta adecuado como dispositivo de protección contra sobretensiones que lleva asociado un fusible de 32 A de intensidad nominal para garantizar de forma eficiente la resistencia del descargador frente a cortocircuitos.

Cada DC Box I también dispondrá es un interruptor seccionador para permitir la desconexión de las cadenas fotovoltaicas si se produce un fallo o, con más frecuencia, cuando deban efectuarse operaciones de mantenimiento. Los interruptores se instalarán de manera que permitan cortar la corriente que circula a la salida de cada concentrador de nivel 1 y que llega hasta el concentrador de nivel 2. Estos presentarán las siguientes características:

Tensión asignada	1000 V DC
Intensidad nominal	100 A
Capacidad nominal de cortocircuito	2.5 kA interruptor seccionador

Tabla 24: Interruptor DC Box I 100 A.

Tensión asignada	1000 V DC
Intensidad nominal	200 A
Capacidad nominal de cortocircuito	2.5 kA interruptor seccionador

Tabla 25: Interruptor DC Box I 200 A.

El número de interruptores seccionadores de 100 A será de 2 y de 10 los de intensidad nominal de 200 A.

Por último, este concentrador presenta un sistema de monitorización y control con los siguientes aspectos:

<b>Monitorización y control</b>	
Intensidades de entrada de CC	0 a 30 A, precisión +/- 0,5% de toda la escala (una medida por entrada)
Tensión de CC	0 a 1000 V, precisión +/- 0,5%
Temperatura interna	-30 a +120 °C, precisión +/- 1 °C
Irradiación	0 a 1600 W/m <sup>2</sup> , precisión +/- 0,5%
Comunicación	Profibus DP, conexión RS485

Tabla 26: Monitorización y control DC Box I

Ello permite realizar un control más exhaustivo en todo momento y aumentar la eficiencia total del sistema fotovoltaico puesto que se detectan los fallos en tiempo real y se señalizan.

### 6.1.2 DC Box II

El DC Box II se diseña desde cero por lo que no se dispone de datos de partida como en el caso anterior. Las protecciones que se incluyen en este son solo fusibles para sobreintensidades ya que el inversor ya dispone de otros dispositivos de protección como se comentará a continuación.

En este caso, los fusibles deben cumplir las siguientes condiciones:

$$U_e \geq 1,2 * 1,2 * 22 * 37,8 = 997,92 V \quad (29) \text{ Para todos los casos.}$$

$$I_n \geq 1,4 * 8 * 8.98 = 100,58 A \quad (30) \text{ Para el caso de las líneas a las que se conectan 8 ramas (Subgrupo A del grupo Sur y Subgrupo F del grupo Norte).}$$

$$I_n \geq 1,4 * 16 * 8.98 = 201,15 A \quad (31) \text{ Para el resto de los subgrupos que disponen de 16 ramas.}$$

Los fusibles elegidos tienen las siguientes características:

Tensión asignada	1000 V DC
Intensidad nominal	125 A
Poder de corte	50 kA

Tabla 27: Fusibles DC Box II 125 A.

Tensión asignada	1000 V DC
Intensidad nominal	250 A
Poder de corte	33 kA

Tabla 28: Fusibles DC Box II 250 A.

De esta manera el número total de fusibles de intensidad nominal igual a 125 A es de 4 (2\*2) y de fusibles de 250 A es de 20 (2\*10).

En este caso, para los fusibles es necesario disponer también de portafusibles que actúen como soporte para los mismos y que sean del mismo calibre.

## 6.2 Inversor

En la hoja de especificaciones del inversor se enumeran las protecciones presentes en el mismo. Estas son:

- Monitorización contra defecto a tierra
- Monitorización de red con protección contra funcionamiento en isla
- Polaridad inversa de CC
- Cortocircuito de CA
- Protección contra sobretensión, sobreintensidad y sobrettemperatura.

El esquema eléctrico del inversor es el siguiente:

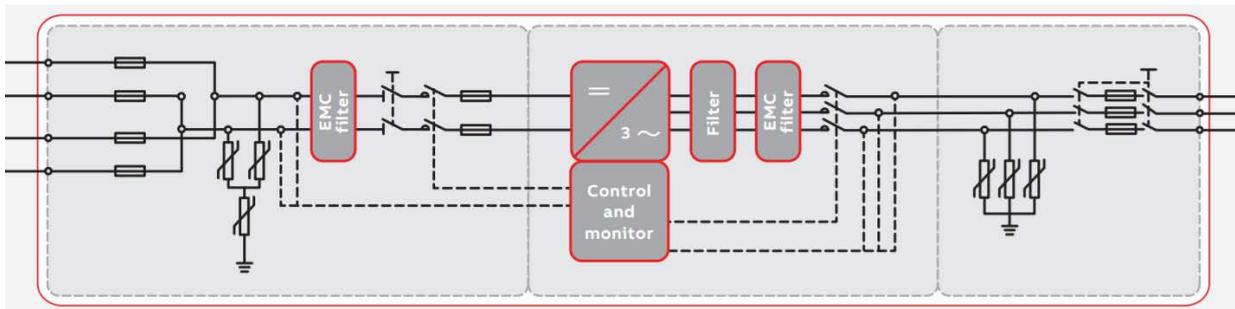


Ilustración 12: Esquema eléctrico del inversor.

Los fusibles para proteger para sobreintensidades a la entrada del inversor son opcionales, pero en este caso no son necesarios por haberse optado por instalarlos en el DC Box II.

Para la monitorización de defecto a tierra, el inversor dispone de un vigilante de aislamiento que, de manera constante, monitoriza la continuidad operativa de la red e indica la pérdida de aislamiento

generada por un defecto a tierra. Este dispone de un relé de salida que puede enviar una alarma de señalización de manera remota o provocar el disparo de interruptores automáticos asociados.

Para proteger frente a sobretensiones existen descargadores de sobretensión a ambos lados del inversor, entrada y salida, y para proteger contra cortocircuitos en corriente alterna se ubican a la salida del inversor fusibles que deben poder cortar la corriente de cortocircuito que se puede producir entre el inversor y el transformador como se explica en el siguiente apartado.

### 6.3 Tramo Inversor – Primario Transformador

La corriente de cortocircuito en bornes del secundario del transformador se calcula mediante la expresión:

$$I_{cc} = \frac{U_{NT}}{\sqrt{3}Z_k} \quad (32)$$

$U_{NT}$  es la tensión nominal del secundario del transformador (300 V) y  $Z_k$  es la impedancia de defecto que es, a su vez, se computa a partir de la impedancia equivalente de la red referida al secundario del transformador ( $Z_L$ ) y de la impedancia del transformador ( $Z_{cc}$ ).

La impedancia, reactancia y resistencia de la línea de distribución referidas al secundario del transformador son:

$$Z_L = 1,1 \times \frac{U_{NT}^2}{1000 * S_k''} = 1,1 \times \frac{300^2}{1000 * 350} = 0,283 \text{ m}\Omega \quad (33)$$

$$X_L = 0,995 \times Z_L = 0,281 \text{ m}\Omega \quad (34)$$

$$R_L = 0,1 \times Z_L = 0,028 \text{ m}\Omega \quad (35)$$

Donde:

- $S_k''$  es la potencia de cortocircuito de la red y se sabe que para redes de distribución de Iberdrola suele presentar un valor aproximado de 350 MVA.
- $X_L$  es la reactancia del transformador.
- $R_L$  es la resistencia del transformador.

La impedancia, reactancia y resistencia de cortocircuito del transformador son:

$$R_{cc} = \frac{\varepsilon_{Rcc} U_{NT}^2}{100 S_{NT}} = \frac{1}{100} \frac{300^2}{1000} = 0,9 \text{ m}\Omega \quad (36)$$

$$X_{cc} = \frac{\varepsilon_{Xcc} U_{NT}^2}{100 S_{NT}} = \frac{6}{100} \frac{300^2}{1000} = 5,4 \text{ m}\Omega \quad (37)$$

$$Z_{cc} = \sqrt{R_{cc}^2 + X_{cc}^2} = 5,47 \text{ m}\Omega \quad (38)$$

Donde:

- $R_{cc}$  es la resistencia de cortocircuito.
- $\varepsilon_{RCC}$  y  $\varepsilon_{XCC}$  son las componentes resistiva e inductiva de la caída de tensión en cortocircuito en el transformador que, a falta de datos más exactos, presentan un valor estándar de 1% y 6% respectivamente.
- $X_{cc}$  es la reactancia de cortocircuito.
- $S_{NT}$  es la potencia del transformador de 1000 kVA.

De esta manera la impedancia de defecto:

$$R_k = R_L + R_{CC} = 0,928 \text{ m}\Omega \quad (39)$$

$$X_k = X_L + X_{CC} = 5,681 \text{ m}\Omega \quad (40)$$

$$Z_k = \sqrt{R_k^2 + X_k^2} = 5,76 \text{ m}\Omega \quad (41)$$

La intensidad de cortocircuito será entonces:

$$I_{cc} = \frac{U_{NT}}{\sqrt{3}Z_k} = \frac{300}{\sqrt{3} \times 5,76 \times 10^{-3}} = 30,09 \text{ kA} \quad (42)$$

Esta es la intensidad para la cual el poder de corte de los fusibles de salida de los inversores debe ser superior.

El hecho de que los fusibles se encuentren a la salida del inversor y no justo a la entrada del devanado de baja tensión del transformador se puede justificar por el punto 434.2.1 de la norma UNE-HD 60364-4-43: Protección para garantizar la seguridad, que indica que el dispositivo de protección contra cortocircuitos se puede colocar en otro lugar al previsto si se cumplen las condiciones de que en la parte del conductor entre el punto de la reducción de sección o de otro cambio y la posición del dispositivo de protección no tiene que haber ningún circuito de derivación ni tomas de corriente y esa parte del conductor debe no exceder los 3 metros de longitud, ser instalado de tal modo de reducir el riesgo de cortocircuito al mínimo y no estar situado cerca de material combustible.

Como se cumplen estas condiciones se permite la configuración aquí planteada.

#### 6.4 Tramo Secundario Transformador – Red de media tensión

El transformador, que tiene el neutro aislado de tierra, en el lado secundario dispondrá de diversas celdas modulares. Una celda de línea para la recepción de líneas desde el exterior del centro, una celda de protección con un dispositivo automático para la protección del transformador y una celda de medida bidireccional.

El dispositivo de protección debe ser capaz de cortar la corriente de cortocircuito en el punto de acometida que presentará un valor de:

$$I_{cc} = \frac{S_k''}{\sqrt{3}U_{1N}} = \frac{350}{\sqrt{3} \times 20} = 10,10 \text{ kA} \quad (43)$$

Siendo  $U_{1N}$  la tensión del primario del transformador e igual a 20 kV.

En general la aparata de maniobra y corte de los centros de transformación presentan unas especificaciones comunes recogidas por la norma UNE EN 62271-1. Las más importantes son:

- Tensión nominal: 24 kV.
- Intensidad nominal: 400, 630, 1250 A.
- Nivel de aislamiento, indicando la tensión que se soporta entre fases y entra fases y tierra, en ensayos de escasa duración a una frecuencia de 50 Hz durante un tiempo de 1 minuto de 50 kV y a impulso en forma de rayo de 125 kV.
- Intensidad de breve duración (1 segundo): 16, 25 kA.
- Intensidad de pico o cresta: 40, 67 kA.
- Poder de corte nominal: depende del tipo de aparato.
- Poder de cierre nominal: 50 kA.
- Tiempo total de corte: Entre 50 y 60 ms.

En este caso es un interruptor automático la aparata dispuesta de maniobra y corte con la función de interrumpir el circuito en condiciones de corriente nominal y de cortocircuito cuya norma específica es la UNE EN 61166.

Estos se utilizan en las celdas de protección, con corte en SF<sub>6</sub> o en vacío, para potencias mayores o iguales a los 800-1000 kVA. Además, presentan un poder de corte nominal a 24 kV que se sitúa entre 6,3 y 29 kA que se corresponde con potencias de cortocircuito de 250-1200 MVA. En este caso el poder de corte del interruptor debe ser igual o superior a los 10,10 kA calculados en la Ecuación 43.

## 6.5 Puesta a tierra (PAT)

La PAT consiste en unir todas las masas sin fusibles ni protección alguna con un electrodo o conjunto de ellos enterrados en el suelo. Entiéndase por masas cualquier parte conductora accesible de un aparato o instalación eléctrica que, en condiciones de funcionamiento normal, se encuentra aislado de otras partes activas de la instalación, pero que como consecuencia de un fallo de aislamiento puede ser susceptible de quedar bajo tensión poniendo en riesgo a los ocupantes del lugar o los propios equipos.

El objetivo de la PAT es conseguir que en el conjunto de la instalación y superficie no se produzcan diferencias de potencial peligrosas y también, permitir que las descargas que tienen origen atmosférico o corrientes de defecto pasen a tierra.

En el diseño de la instalación de puesta a tierra es necesario estimar el valor de la resistencia de puesta a tierra. En este caso de la puesta a tierra de las masas de baja tensión (BT) y del centro de transformación.

### 6.5.1 Resistencia de puesta a tierra de las masas de BT (R<sub>a</sub>)

Para el cálculo de la resistencia de PAT requiere de utilizar herramientas matemáticas realmente complejas incluso para el cálculo de los electrodos más simples. Sin embargo, existen ya expresiones bastante aproximadas de cálculo de resistencias para los distintos tipos de electrodos más utilizados en función de la resistividad del terreno.

En concreto, el electrodo que se va a utilizar para la PAT en este caso es un conductor enterrado horizontalmente que va a unir todas las masas de BT. La expresión de R<sub>a</sub> es:

$$R_a = \frac{2\rho}{L} = \frac{2 \times 250}{1191.92} = 0.419 \Omega \quad (44)$$

En la que  $\rho$  es la resistividad del terreno en  $\Omega \cdot m$  con un valor aproximado para un terreno de caliza y L es la longitud total del conductor enterrado de cobre desnudo con una sección de 35 mm<sup>2</sup> que es la mínima recomendable para un conductor de tierra de cobre enterrado según el ITC BT 18.

### 6.5.2 Resistencia de puesta a tierra de las masas del centro de transformación (R<sub>t</sub>)

La resistencia de PAT en el caso del CT es un electrodo en forma de anillo rectangular de 7x4 m con una sección del mismo de 50 mm<sup>2</sup> con 8 picas de diámetro 14 mm y 2 metros de longitud cada una a una profundidad de 0,8 m.

R<sub>t</sub> se calcula con la siguiente fórmula:

$$R_t = K_r \times \rho = 0,066 * 250 = 16,5 \Omega \quad (45)$$

**Rectángulo 7,0 x 4,0 m**

Sección conductor = 50 mm<sup>2</sup>; diámetro picas = 14 mm; L<sub>p</sub> = longitud de la pica en m;  
K<sub>r</sub>: en Ω/Ω.m; K<sub>p</sub>, K<sub>c</sub> = K<sub>p(acc)</sub>: en V/(Ω.m)(A)

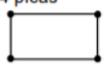
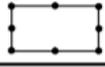
Configuración	LP (m)	Resistencia Kr	Tensión de paso Kp	Tensión de contacto ext. Kc = Kp(acc)	Código de la configuración		
Profundidad = 0,5 m	Sin picas	-	0,094	0,0184	0,0553	70-40/5/00	
	4 picas 	2	0,076	0,0165	0,0362	70-40/5/42	
		4	0,064	0,0134	0,0271	70-40/5/44	
		6	0,056	0,0113	0,0215	70-40/5/46	
		8	0,049	0,0097	0,0177	70-40/5/48	
	8 picas 	2	0,068	0,0143	0,0302	70-40/5/82	
		4	0,055	0,0108	0,0201	70-40/5/84	
		6	0,046	0,0087	0,0148	70-40/5/86	
		8	0,040	0,0072	0,0115	70-40/5/88	
	Profundidad = 0,8 m	Sin picas	-	0,091	0,0129	0,0528	70-40/8/00
		4 picas 	2	0,073	0,0113	0,0353	70-40/8/42
			4	0,062	0,0093	0,0266	70-40/8/44
6			0,054	0,0079	0,0212	70-40/8/46	
8			0,048	0,0068	0,0175	70-40/8/48	
8 picas 		2	0,066	0,0101	0,0294	70-40/8/82	
		4	0,053	0,0078	0,0198	70-40/8/84	
		6	0,045	0,0063	0,0147	70-40/8/86	
		8	0,039	0,0053	0,0115	70-40/8/88	

Tabla 29: Parámetros característicos de puesta a tierra del CT: rectángulo de 7x4 m.

6.5.3 Resistencia de puesta a tierra común (R<sub>p</sub>)

Para una puesta a tierra común que involucre a las masas de BT y del CT es necesario cumplir la condición de que el producto de la resistencia en paralelo total y de la intensidad de defecto máxima sea inferior a la tensión de contacto admisible.

$$I_d \times R_p < U_{c,adm} \quad (46)$$

El procedimiento para llegar a esa condición es el que se presenta:

1. Cálculo de la resistencia de PAT común que es la suma en paralelo de las resistencias de BT y del CT:

$$R_p = \frac{R_a \times R_t}{R_a + R_t} = 0,409 \Omega \quad (47)$$

2. La intensidad de defecto máxima se calcula como:

$$I_d = \frac{U_{2N}}{\sqrt{3} \times \sqrt{(R_n + R_p)^2 + X_n^2}} \quad (48)$$

Donde U<sub>2N</sub> es la tensión compuesta del servicio de red compuesta (20 kV), R<sub>n</sub> es la resistencia de la subestación de Iberdrola que tiene un valor pequeño y se puede tomar 0 y X<sub>n</sub> es la reactancia del neutro que presenta un valor aproximado para el caso de Iberdrola de 25 Ω.

Así pues, la intensidad máxima de defecto es de 461,82 A (Ecuación 48).

3. La fórmula de la tensión de contacto admisible, considerando que se debe emplear calzado de seguridad, es:

$$U_{C,adm} = U_{ca,adm} \left( 2 + \frac{1,5p}{1000} \right) \quad (49)$$

$U_{ca,adm}$  es la tensión de contacto aplicada admisible que se obtiene a través de la gráfica:

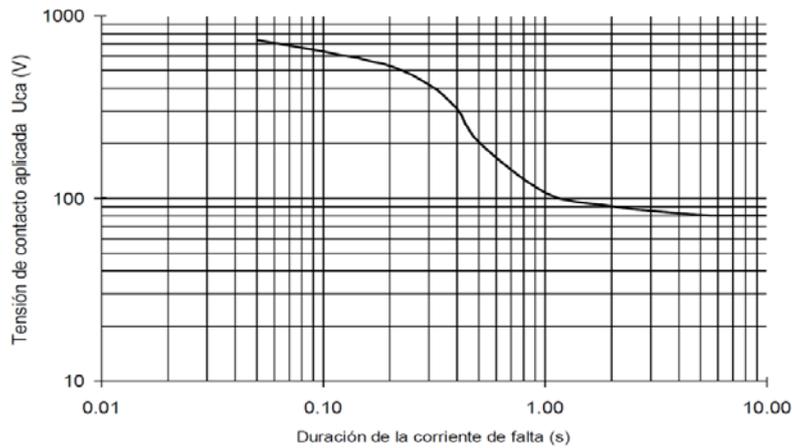


Ilustración 13: Gráfica de la tensión aplicada admisible en función del tiempo de duración de la falta.

El tiempo de duración de la falta, según la tabla 6 del documento de Iberdrola Distribución Eléctrica: “Diseño de puestas a tierra en centros de transformación en edificio de otros usos, de tensión nominal  $\leq 30$  kv”, debe ser tal que se cumpla la siguiente condición:

$$I_d \times t = 400 \quad (50)$$

Despejando de la ecuación se obtiene un tiempo  $t$  de 0,867 s que se corresponde con una tensión de aproximadamente 130 V de la gráfica anterior.

Así, la tensión de contacto admisible es de:

$$U_{C,adm} = U_{ca,adm} \left( 2 + \frac{1,5p}{1000} \right) = 130 * \left( 2 + \frac{1,5 * 250}{1000} \right) = 308.75 \text{ V} \quad (51)$$

De esta manera se comprueba que se cumple la condición con la que se iniciaba este apartado:

$$I_d \times R_p = 188,93 \text{ V} < 308,75 = U_{c,adm} \quad (52)$$

Y, por tanto, se pueden unir las dos puestas a tierra y formar una común sin recurrir a la mínima distancia de separación entre estas.

Nótese que no se comprueba la tensión de paso admisible por el hecho de que esta es mayor que la de contacto admisible. Si cumple la de contacto que es más restrictiva también cumple la de paso.

## 7 PRODUCCIÓN ELÉCTRICA ANUAL ESPERADA

En este apartado se van a calcular las producciones mensuales y anual teóricas en función de la irradiancia, la potencia instalada y el rendimiento de la instalación. Para ello, los datos de entrada necesarios son:

1.  $G_{dm}(0)$ . Se trata del valor medio mensual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal, cuyas unidades son kWh/ (m<sup>2</sup>). Se debe obtener de un organismo oficial.
2.  $G_{dm}(\alpha, \beta)$ . Valor medio mensual de la irradiación diaria sobre la superficie del generador del también en unidades de kWh/(m<sup>2</sup>), obtenido a partir del anterior, y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado en caso de ser éstas superiores a un 10 % anual. El parámetro  $\alpha$  representa el azimut y  $\beta$  la inclinación del generador.
3.  $P_{mp}$ . Potencia pico del generador (1,007 MWp).
4.  $G_{CEM}$ . Irradiancia en condiciones estándar de medida (1 kW/m<sup>2</sup>).
5. Rendimiento energético de la instalación o “*performance ratio*”, PR. Es la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo. Para ello se tienen en cuenta factores como:
  - Las pérdidas por dispersión entre parámetros.
  - Las pérdidas por suciedad.
  - La eficiencia del cableado.
  - La supeditación de la eficiencia del campo solar a la temperatura.
  - Las pérdidas por el cableado.
  - La eficiencia del inversor.
  - Las pérdidas por fallos en el seguimiento del punto de máxima potencia del generador.
  - Otros factores.

Para la estimación de la energía inyectada a la red se va a emplear la siguiente ecuación:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) * P_{mp} * PR}{G_{CEM}} \text{ (kWh/día)} \quad (53)$$

En el caso de querer calcular la energía mensual, hay que multiplicar la fórmula anterior por el número de días del mes.

## 7.1 Irradiación

Los datos de irradiación, tanto sobre superficie horizontal como superficie del generador se obtienen de la herramienta científica de la Comisión Europea *PVGIS*.

Estos datos se presentan en la Tabla 30. En ella se distingue entre la irradiación sobre superficie horizontal y la irradiación sobre la superficie del generador en el caso de que esta fuera fija con ángulo óptimo y, como compete a esta instalación, en el caso de un seguidor solar horizontal sin inclinación con giro de este a oeste.

Mes	Plano horizontal	Instalación fija con inclinación óptima ( $\beta=34^\circ$ )	Instalación con seguidor horizontal
Enero	78	132	117
Febrero	96	142	142
Marzo	154	191	222
Abril	173	186	242
Mayo	213	204	291
Junio	233	212	319
Julio	244	227	338
Agosto	212	218	294
Septiembre	155	183	216
Octubre	122	168	176
Noviembre	81	132	121
Diciembre	68	118	101
Año (media)	152	176	211
Total anual	1830	2110	2540

Tabla 30: Tabla de irradiaciones mensuales y anual.

Los valores de irradiación están medidos en unidades de kWh/ (m<sup>2</sup>).

En el caso de la irradiación sobre una superficie fija el ángulo de inclinación debe ser próximo a la latitud, en este caso el ángulo óptimo proporcionado por *PVGIS* es de 34° y su orientación, o acimut, es de 0° de manera que se oriente al sur ya que la instalación se encuentra en el hemisferio norte.

La irradiación horizontal es inferior a las otras dos en cuanto a la media mensual y el total anual. La instalación fija presenta valores mayores de irradiación en algunos meses de invierno, pero en el global anual, el uso de seguidores solares presenta una mejor irradiación total como se puede apreciar en la siguiente gráfica.

En concreto, el seguidor horizontal permite captar hasta un 20,38% más de irradiancia respecto a la instalación fija y un 38,8% respecto a una superficie en horizontal.

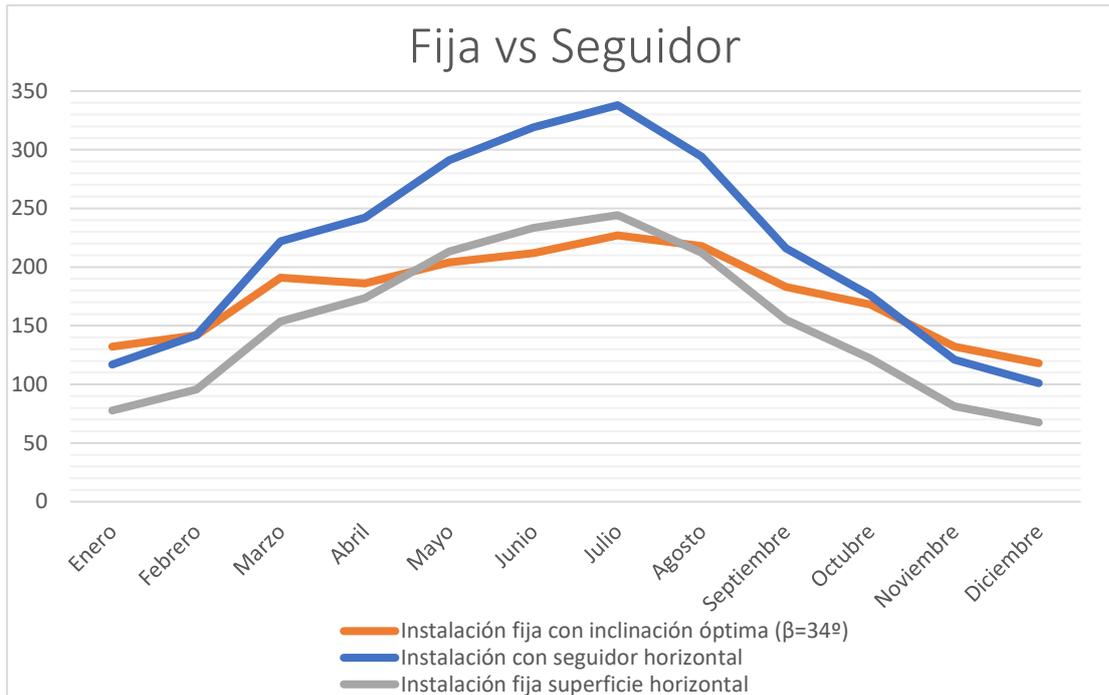


Ilustración 14: Gráfica comparativa de la irradiación entre instalación fija y con seguidor.

## 7.2 Rendimiento energético de la instalación o Performance Ratio (PR)

El rendimiento energético de la instalación cuantifica los elementos que provocan las pérdidas en la generación de electricidad. Su valor varía en el tiempo y se realiza en medias mensuales. Para el PR es necesario tener en cuenta muchos factores y existen diversas fórmulas y procedimientos para su cálculo.

En este caso se va a emplear la ecuación descrita en el libro: *“Instalaciones solares fotovoltaicas. Editorial Marcombo”*:

$$PR(\%) = (100 - A - P_{temp}) * B * C * D * E * F \quad (54)$$

Donde:

$$A = 100 * (A1 + A2 + A3 + A4) \quad (55)$$

En los subapartados siguientes se explican estos elementos.

### 7.2.1 Pérdidas por dispersión de los parámetros entre los módulos (A1)

Los parámetros eléctricos de los módulos fotovoltaicos presentan dispersión, esto se debe a que estos no trabajan normalmente en condiciones CEM y por tanto la producción energética es menor a la ideal.

El límite es un 10% y valores inferiores al 1-2% se corresponden con buenos campos solares.

Se toma como valor aproximado 0,01.

### 7.2.2 Pérdidas por polvo y suciedad (A2)

Se deben al polvo y a la suciedad que se acumula sobre los paneles solares y que merman el rendimiento de estos. Son pérdidas variables, pueden ser del muy bajas o inexistentes en un día determinado posterior a uno de lluvia y alcanzar los mayores valores cuando los módulos se "ven muy sucios". También dependen de las estaciones ya que, al ser el clima veraniego más seco, favorece que se acumule una mayor cantidad de polvo.

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, etc. Es por ello por lo que se requiere de un buen mantenimiento. En este caso proyecto se va a plantear un apartado de tareas de mantenimiento entre las que estará mantener limpios los módulos por lo que estas pérdidas serán bajas.

Su valor aproximado será 0,01 para los meses de verano y de un 0.015 para el resto.

### 7.2.3 Pérdidas por reflectancia angular y espectral (A3)

Las superficies de los módulos tienen reflexiones que pueden despreciarse cuando se mide el campo FV al mediodía solar y también cuando se mide la radiación solar con una célula calibrada de tecnología equivalente (CTE) al módulo FV. Son mayores en invierno que en verano.

Como valor de media anual se toma 0,005 por el hecho de que el fabricante de las placas FV indica que estas están diseñadas de manera que se reduzcan estas injerencias lo máximo posible.

### 7.2.4 Pérdidas por sombras (A4)

Las sombras proyectadas sobre las superficies de los módulos generan pérdidas de rendimiento. Estas deben ser inferiores al 10 %.

Se calculan a partir del diagrama solar y el perfil de obstáculos, obtenido de PVGIS en este caso, de la localización de la instalación y dependen de la inclinación y orientación de los paneles.

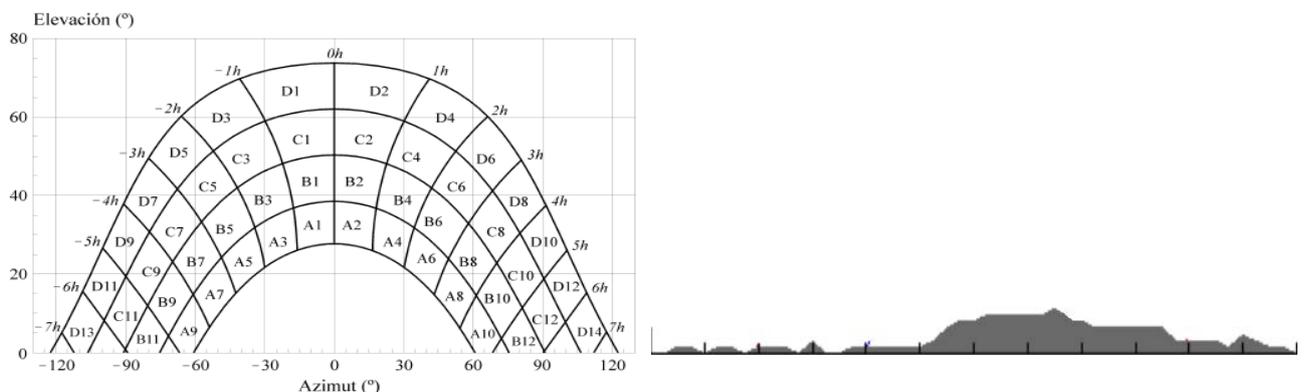


Ilustración 15: Diagrama solar (izquierda) y perfil de obstáculos (derecha).

Según las porciones total o parcialmente ocupadas del diagrama por el perfil de obstáculos se calculan las pérdidas por sombras de la instalación. Sin embargo, como se puede apreciar en la Ilustración 21, en este caso la parte ocupada del diagrama solar es muy pequeña y además hay que tener en cuenta que el empleo de seguidores solares modifica la inclinación de manera continuada, lo que debería de tenerse en cuenta. Es por ello por lo que a modo de simplificar los cálculos se va a estimar unas pérdidas por sombras globales del 0,5% (0,005).

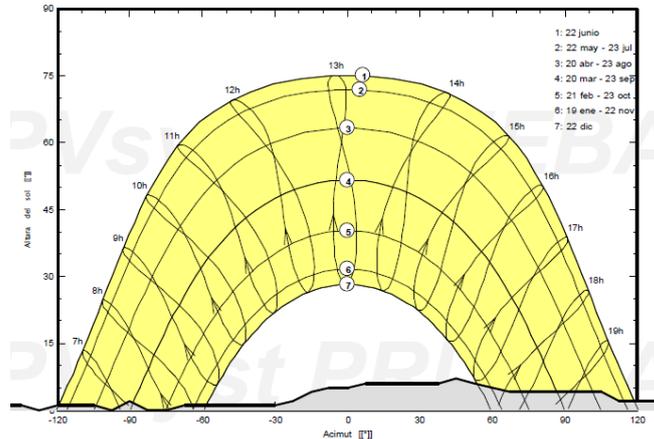


Ilustración 16: Perfil del horizonte con la trayectoria solar para el solsticio de invierno y verano. Fuente: PVSYST.

### 7.2.5 Pérdidas por temperatura de las células solares ( $P_{temp}$ )

Al trabajar fuera de la temperatura de diseño, la célula fotovoltaica empeora su rendimiento. Estas pérdidas varían de mes a mes debido a la temperatura media de cada uno.

Se calculan con la siguiente fórmula:

$$P_{temp} = k * (T_c - 25) \quad (56)$$

Donde k es el coeficiente de variación de la potencia de los módulos con la temperatura (0,41%/°C en valor absoluto y  $T_c$  es la temperatura de la célula que se obtiene de:

$$T_c = T_{amb} + (TONC - 20) * \frac{E}{800} \quad (57)$$

Siendo  $T_{amb}$  la temperatura ambiente de cada mes medida a la sombra, TONC la temperatura de la célula a 800 W/m<sup>2</sup> dada por el fabricante (45°C según la hoja de características del panel solar) y E la irradiancia solar en W/m<sup>2</sup>.

#### 7.2.6 Coeficiente por pérdidas por cableado y protecciones de la parte de continua (B)

En la conexión por cableado, las máximas pérdidas permitidas son de un 1,5% mientras que las de las protecciones como conmutadores, fusibles y diodos son muy pequeñas y se pueden suponer despreciables.

Por ello se estima un factor de 0,985.

#### 7.2.7 Coeficiente por pérdidas por cableado de alterna (C)

Lo máximo permitido también es de hasta un 1,5%. Así y todo, el hecho de que en este caso la longitud de la parte de alterna sea muy pequeña por la cercanía de los inversores al centro de transformación permite considerar estas pérdidas como escasas.

Así, se considera un valor de 0,995.

#### 7.2.8 Coeficiente por pérdidas por paradas de la instalación (D)

Se recomienda que las pérdidas por paradas sean inferiores o aproximadas al 5% de la producción de la instalación fotovoltaica.

El factor estimado en este caso será la mitad, 0,975.

#### 7.2.9 Eficiencia del inversor (E)

La eficiencia del inversor se puede consultar en la ficha de datos proporcionada por el fabricante. En este caso varía entre un rendimiento máximo de 98,6 y uno de 98,2%. Como la diferencia es mínima se escoge el caso más desfavorable.

Esto es 0,982.

#### 7.2.10 Coeficiente por pérdidas en el seguimiento del punto de máxima potencia del generador y arranque del inversor (F)

Los valores más usuales se encuentran entre 0,9 y 0,95. Se escoge en este caso la media entre ambos a modo de aproximación.

El valor estimado aquí es de 0,95.

### 7.3 Cálculo de la producción esperada

Para calcular la producción eléctrica esperada se va a utilizar la fórmula ya descrita en el apartado 57 para la estimación de la energía inyectada en la red.

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) * P_{mp} * PR}{G_{CEM}} \left( \frac{kW}{día} \right) \quad (58)$$

Es necesario calcular el factor de rendimiento de cada mes para lo cual se introduce una tabla a modo de resumen de los factores implicados en este y el valor de cada uno

Parámetro	Valor
A1	0,01
A2	Depende del mes
A3	0,005
A4	0,005
Ptemp	Depende del mes
B	0,985
C	0,995
D	0,975
E	0,982
F	0,95

Tabla 31: Factores PR.

Las pérdidas por temperaturas dependen de la temperatura de trabajo de las células de cada mes como se indicaba en el apartado 7.2.5 (Ecuaciones 56 y 57).

Así se llega a la Tabla 32, donde la temperatura media es la media aritmética de las temperaturas mensuales medidas entre el amanecer y el anoecer que es el periodo de funcionamiento de célula FV y la irradiancia media mensual sobre el plano del generador se ha obtenido de manera aproximada a partir de la irradiación mensual diaria y las horas de sol mensuales medias.

Mes	Temperatura media (°C)	Irradiancia media mensual (W/m <sup>2</sup> )	Temperatura de trabajo de las células (°C)	Pérdidas por temperatura (tanto por uno)
Enero	9,4	505,33	25	0,001
Febrero	9,3	561,11	27	0,008
Marzo	12,7	622,61	32	0,029
Abril	16,7	644,80	37	0,049
Mayo	20	694,81	42	0,069
Junio	24,3	757,14	48	0,094
Julio	27,4	778,57	52	0,110
Agosto	27,6	728,46	50	0,104
Septiembre	23,2	600,83	42	0,070
Octubre	19,3	540,95	36	0,046
Noviembre	13,2	425,26	26	0,006
Diciembre	10,1	477,94	25	0,000

Tabla 32: Pérdidas por temperatura mensuales.

Así pues, se obtienen las pérdidas por temperatura ( $P_{temp}$ ) expresadas ya en tanto por uno y ya se puede calcular el PR de cada mes (Tabla 33: PR mensual.) con las Ecuaciones 54 y 55.

Y una vez obtenido el Performance Ratio ya se puede calcular la producción de energía mensual (Tabla 34: Producción de energía mes a mes.) y la total anual con la Ecuación 53.

PROYECTO DE PLANTA FOTOVOLTAICA DE 1MW<sub>p</sub> EN ABANILLA (MURCIA)

Mes	A1	A2	A3	A4	Ptemp	B	C	D	E	F	PR (%)
Enero	0,01	0,01	0,005	0,005	0,001	0,985	0,995	0,975	0,982	0,95	86,40
Febrero	0,01	0,01	0,005	0,005	0,008	0,985	0,995	0,975	0,982	0,95	85,80
Marzo	0,01	0,01	0,005	0,005	0,029	0,985	0,995	0,975	0,982	0,95	83,86
Abril	0,01	0,01	0,005	0,005	0,049	0,985	0,995	0,975	0,982	0,95	82,14
Mayo	0,01	0,01	0,005	0,005	0,069	0,985	0,995	0,975	0,982	0,95	80,36
Junio	0,01	0,015	0,005	0,005	0,094	0,985	0,995	0,975	0,982	0,95	77,63
Julio	0,01	0,015	0,005	0,005	0,110	0,985	0,995	0,975	0,982	0,95	76,26
Agosto	0,01	0,015	0,005	0,005	0,104	0,985	0,995	0,975	0,982	0,95	76,75
Septiembre	0,01	0,01	0,005	0,005	0,070	0,985	0,995	0,975	0,982	0,95	80,27
Octubre	0,01	0,01	0,005	0,005	0,046	0,985	0,995	0,975	0,982	0,95	82,38
Noviembre	0,01	0,01	0,005	0,005	0,006	0,985	0,995	0,975	0,982	0,95	85,93
Diciembre	0,01	0,01	0,005	0,005	0,000	0,985	0,995	0,975	0,982	0,95	86,46
Promedio	0,01	0,011	0,005	0,005	0,053	0,985	0,995	0,975	0,982	0,950	81,616

Tabla 33: PR mensual.

Mes	Gdm [kWh/ (m2)]	Gdm [kWh/ (m2*día)]	PR [%]	Ep [kWh/día]	Ep [kWh/mes]	Ep [MWh/mes]
Enero	117	3,79	86,40	3297,52	101796,80	101,80
Febrero	142	5,05	85,80	4363,25	122689,52	122,69
Marzo	222	7,16	83,86	6046,07	187462,04	187,46
Abril	242	8,06	82,14	6666,82	200170,07	200,17
Mayo	291	9,38	80,36	7590,77	235491,95	235,49
Junio	319	10,6	77,63	8286,73	249383,69	249,38
Julio	338	10,9	76,26	8370,03	259547,74	259,55
Agosto	294	9,47	76,75	7319,55	227238,51	227,24
Septiembre	216	7,21	80,27	5827,72	174589,00	174,59
Octubre	176	5,68	82,38	4711,70	145996,20	146,00
Noviembre	121	4,04	85,93	3495,74	104699,05	104,70
Diciembre	101	3,25	86,46	2829,55	87933,86	87,93
Promedio	211	6,95	82,019	5740,23	174271,79	174,27

Tabla 34: Producción de energía mes a mes.

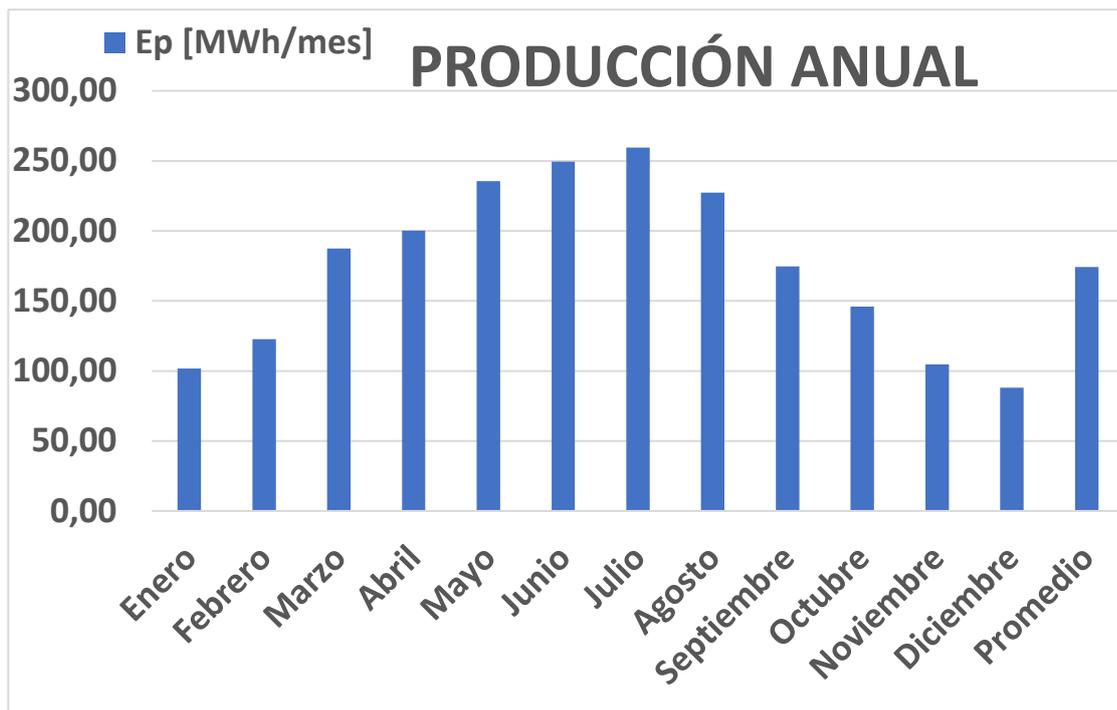


Ilustración 17: Diagrama de la producción de energía según tipo de instalación.

Así la producción total en un año es de 2097,00 MWh/año.

Si se compara la producción con la de un sistema inclinado con el ángulo óptimo y con una superficie inclinada:

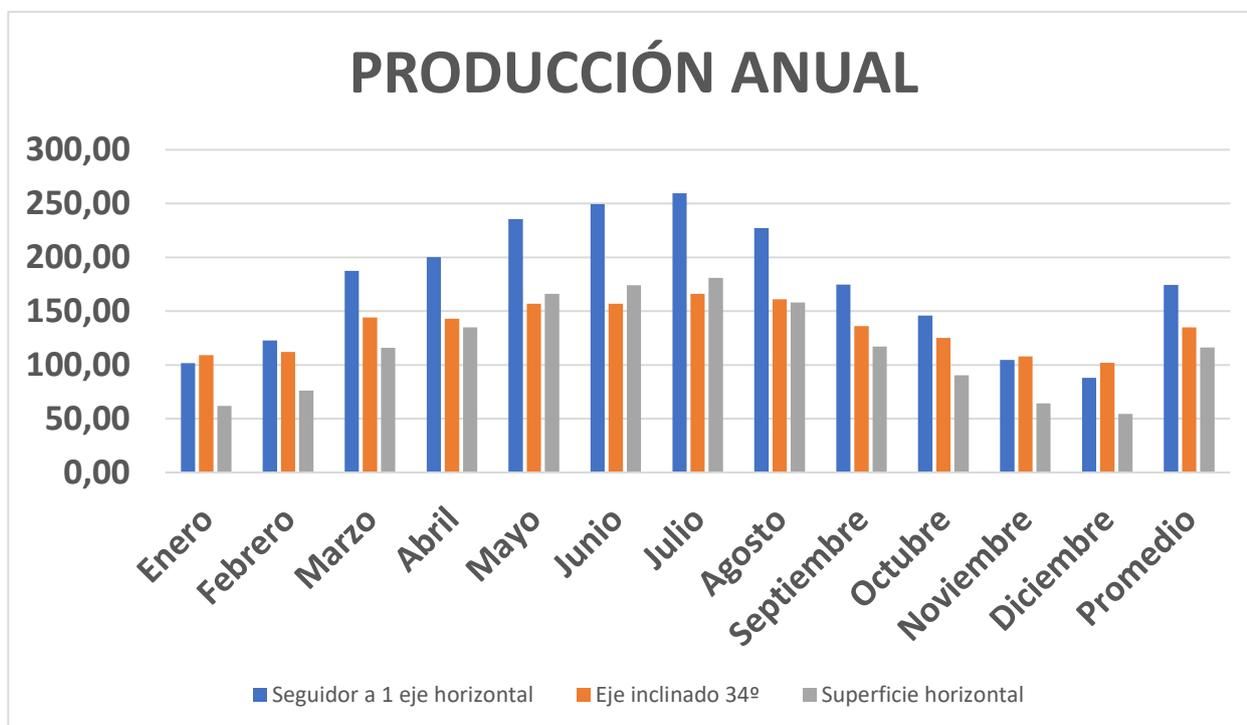


Ilustración 18: Diagrama de la producción de energía según tipo de instalación.

Los datos de producción para estos casos se han extraído directamente de *PVGIS* y si bien es cierto que las pérdidas en estos no son las mismas a las calculadas en nuestro caso, la comparación sí que permite mostrar la ganancia lograda con el seguidor solar y justificar su empleo en la instalación fotovoltaica.

La energía total producida en un año según el tipo de instalación en MWh:

Seguidor a 1 eje horizontal	2097,00
Eje inclinado 34°	1620,00
Superficie horizontal	1390,00

*Tabla 35: Energía total en un año según tipo de instalación.*

Esto supone un incremento de un 29,4% respecto a la instalación con el eje inclinado 34° y un 50,86% respecto a paneles solares sin ninguna inclinación.

## 8 MANTENIMIENTO DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA

Un correcto mantenimiento es imprescindible para asegurar el máximo rendimiento y un adecuado funcionamiento a lo largo de toda su vida útil.

El Código Técnico de la Edificación (CTE) establece dos escalones complementarios de actuación para el caso de las instalaciones fotovoltaicas:

- Plan de vigilancia.

Basado en acciones que permiten asegurar que los valores operativos de la instalación (energía, tensión intensidad, etc.) son correctos.

- Plan de mantenimiento preventivo.

Acciones de inspección visual: comprobación y verificación de los aspectos físicos de la instalación (conexiones, módulos, etc)

Y otras acciones con el objetivo de asegurar el funcionamiento de la central dentro de los márgenes operativos que garanticen su rendimiento durabilidad y protección.

Si se detecta durante este mantenimiento algún fallo o problema se iniciará un mantenimiento correctivo que englobe todas aquellas operaciones de reparación y solución de averías, con el objetivo de que todo el sistema siga funcionando correctamente durante todo su periodo útil.

Todas las operaciones de mantenimiento realizadas deben quedar reflejadas en el libro de mantenimiento de la instalación.

Según el tipo de componente de la instalación, existen distintas medidas de mantenimiento. A continuación se enumeran algunas de estas medidas que se deben llevar a cabo en el plan de mantenimiento.

### 8.1 Módulos fotovoltaicos

En el mantenimiento de los módulos fotovoltaicos destacan las siguientes acciones:

- Limpieza del polvo acumulado y retirada de cualquier tipo de objeto o material que pueda interferir en el correcto funcionamiento del sistema de captación como pueden ser nieve, excrementos de ave, etc. En ningún caso se debe realizar la limpieza con productos que resulten abrasivos, o puedan rayar o estropear el panel solar.
- Verificación de la correcta fijación de los terminales de estos.
- Comprobación de la estanqueidad de la caja de conexiones.
- Evitar la formación de obstáculos, tales como arbustos, que puedan provocar sombras.
- Inspección visual para detectar grietas o roturas del cristal de los mismos.
- Comprobación y medición de la intensidad de cortocircuito y la tensión de circuito abierto del campo fotovoltaico.

### 8.2 Seguidores solares

Los seguidores solares, que actúan también a modo de estructura de los módulos fotovoltaicos, están preparados para requerir de un mantenimiento mínimo. Tal es así que los seguidores a un eje empleados para el proyecto utilizan el mecanismo tornillo sin fin, que no requiere de un grado elevado de mantenimiento.

Sin embargo, resulta conveniente revisar de manera periódica las partes móviles examinando si existen chirridos o si presentan problemas de movimiento para lo que sería necesario revisar la lubricación.

### 8.3 Inversores y transformador

Los inversores y el transformador se encuentran ubicados en una caseta prefabricada por lo que se encuentran más protegidos y requieren de un mantenimiento menos exhaustivo. No obstante, sigue siendo necesaria la realización de acciones como las siguientes:

- Mantenimiento de la caseta seca, bien ventilada y sin suciedad.
- Comprobación de la ventilación de los componentes encargados de disipar el calor.
- Comprobación de la firme sujeción de las conexiones y.
- Observación de que los bornes de conexión no presenten corrosión.
- Revisión del correcto funcionamiento de los dispositivos de protección.

## 9 REDUCCIÓN DE EMISIONES DE CO<sub>2</sub>

Los gobiernos de la Unión Europea y el Parlamento Europeo alcanzaron el día 14 de junio de 2018 un acuerdo para fijar un objetivo vinculante de energías renovables del 32% para 2030 e incluir una cláusula de revisión al alza en 2023, aunque no han conseguido establecer una meta en el caso de la eficiencia energética.

En los procesos de generación de energía eléctrica mediante la ignición de combustibles fósiles, como el carbón, se emite gran cantidad de CO<sub>2</sub>.

La prevención de emisiones de CO<sub>2</sub> es una medida indispensable en aras de garantizar la protección climática y medioambiental y reducir el efecto invernadero.

Al igual que gran parte de las energías renovables, una de las grandes virtudes de la energía solar fotovoltaica en la generación eléctrica, es su no emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI). De esta manera, la utilización de sistemas de energías limpias para generar electricidad permite reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>.

A mayor participación de energías renovables en el mix energético de un país, menor es la cantidad total de emisiones de CO<sub>2</sub>. Se entiende por mix energético a la agrupación de diferentes fuentes de energía empleadas para proveer el suministro eléctrico de un país.

El hecho de suministrar electricidad a la red pública mediante una instalación fotovoltaica, como es el caso del proyecto aquí analizado, contribuye a la reducción de emisiones nacionales de CO<sub>2</sub>. La cantidad de emisiones reducidas dependen de los combustibles o energías convencionales utilizados por el país.

En este apartado se calcula, de forma aproximada, el número de toneladas de CO<sub>2</sub> que se dejan de emitir con esta planta fotovoltaica. Para ello se parte de la cantidad de energía generada anualmente, obtenida en el apartado de producción anual, y del factor de emisión de CO<sub>2</sub>.

Este factor, medido en tCO<sub>2</sub>/MWh, expresa las toneladas de CO<sub>2</sub> que se producen por cada MWh de electricidad producido. El factor puede variar de una región a otra y de un país a otro. Por ello los valores aquí empleados están extraídos de los informes anuales de Red Eléctrica de España (REE) que para el sistema eléctrico nacional son: 0,290 (año 2015), 0,242 (año 2016) y 0,285 (año 2017).

Esto supone que, si la producción de energía es de 2097 MWh/año en condiciones de pleno rendimiento, se podrían reducir entre 507,47 y 608,13 toneladas de CO<sub>2</sub> anuales.

En concreto, si se toma como referencia el año 2017, la reducción de toneladas de CO<sub>2</sub> sería de 597,65 lo que supone un 0,000798 % de la cantidad total de emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas a la generación de ese año (74927789 toneladas de CO<sub>2</sub>, datos de REE).

## 10 BIBIOGRAFÍA y/o REFERENCIAS

- Agencia Estatal de Meteorología. Obtenido de AEMET Servicios climáticos: <http://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos>
- Casa, Miquel & Barrio, Mónica (2012). *Instalaciones solares fotovoltaicas*. Editorial Marcombo.
- Comunidad Autónoma de la Región de Murcia. Solicitud de Autorización de instalaciones eléctricas de alta tensión. Obtenido de CARM INDUSTRIA Y ENERGÍA: [http://www.carm.es/web/pagina?IDCONTENIDO=7&IDTIPO=240&NOMBRECANAL=Industria+y+Energ%EDA&RASTRO=c62\\$m2514,2374](http://www.carm.es/web/pagina?IDCONTENIDO=7&IDTIPO=240&NOMBRECANAL=Industria+y+Energ%EDA&RASTRO=c62$m2514,2374)
- Europa Press. (14 de Julio de 2018): <http://www.europapress.es/sociedad/medio-ambiente-00647/noticia-ue-fija-objetivo-energias-renovables-32-2030-20180614103239.html>
- European Comission. Obtenido de PVGIS: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#>
- Iberdrola. Obtenido de Iberdrola Distribución Eléctrica: <https://www.iberdroladistribucion.es/gestiones-online-soporte/conexion-productores/proceso-conexion>
- Iberdrola Distribución Eléctrica. (2013). *Diseño de puestas a tierra en centros de transformación en edificio de otros usos, de tensión nominal  $\leq 30$  kv*.
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). (2010). *Guía Técnica. Condiciones climáticas exteriores de proyectos*.
- Moro, Vallina Miguel (2010). *Instalaciones solares fotovoltaicas*. Editorial Paraninfo.
- Roger, José & Riera, Martín & Roldán Porta (2010). *Tecnología Eléctrica*. Editorial Síntesis.



# PRESUPUESTO

## 11 Presupuesto

### 11.1 Precios unitarios descompuestos

- Componentes principales:

- Paneles fotovoltaicos

#### PRECIO UNITARIO

##### Código

E1 Módulo fotovoltaico Policristalino de alto rendimiento, grado de protección IP67, con 260 Wp de potencia, rendimiento del 15,89%, tensión máxima del sistema 1000VDC y de dimensiones 1650x992 mm.

#### PRECIO DESCOMPUESTO

Unidad	Nombre	Cantidad	Precio	Importe
h	Oficial 1ª electricista	0,33	16,58	5,47
h	Ayudante instalador de captadores solares	0,33	14,10	4,65
u	Módulo fotovoltaico policristalino 260Wp	1,00	110,45	110,45
%	Costes Directos Complementarios	0,02	120,57	2,41
<b>Total (€)</b>				<b>122,99</b>

- Seguidores solares

#### PRECIO UNITARIO

##### Código

E2 Seguidor solar a 1 eje horizontal, grado de protección IP66, con giro ángulo este-oeste de +/- 45° con superficie modular de hasta 41,6 m2.

#### PRECIO DESCOMPUESTO

Unidad	Nombre	Cantidad	Precio	Importe
h	Oficial 1ª electricista	1,00	16,58	16,58
u	Seguidor solar	1,00	2.235,00	2.235,00
%	Costes Directos Complementarios	0,02	2.266,58	45,33
<b>Total (€)</b>				<b>2.296,61</b>

➤ Estación con inversores, transformador y celdas modulares:

**PRECIO UNITARIO**

**Código**

E3 Estación formada por el transformador 0,3/20 kV y 1000 kVA con doble devanado de baja celdas modulares de línea, protección y medida además de 2 inversores de 500 kW todo ello en caseta prefabricada de 693x307x243 cm.

**PRECIO DESCOMPUESTO**

Unidad	Nombre	Cantidad	Precio	Importe	
h	Oficial 1ª electricista	10,00	16,58	165,80	
h	Especialista electricidad	10,00	15,10	151,00	
h	Peón ordinario construcción	2,00	14,90	29,80	
h	Grúa autopropulsada 12T	2,00	57,33	114,66	
u	Edificio prefabricado 693x307x243 cm	1,00	11.825,00	11.825,00	
u	Inversor 500 kW	2,00	45.000,00	90.000,00	
u	Transformador 1000 kVA aisl seco	1,00	17.300,00	17.300,00	
u	Celda de línea 400A	3,00	2.675,00	8.025,00	
u	Celda prot c/disyuntor In=400 A	1,00	14.450,00	14.450,00	
u	Celda de medida	1,00	6.150,00	6.150,00	
u	Cables de conexión MT	2,00	1.175,00	2.350,00	
u	Cuadro BT p/CT abonado 1600 A	1,00	3.600,00	3.600,00	
u	Cables de conexión BT p/trafo con P = 1000 kVA	1,00	1.300,00	1.300,00	
u	Equipo de medida de energía	1,00	2.750,00	2.750,00	
u	Protección transformador	1,00	220,00	220,00	
u	Equipo alumbrado CT/CE	1,00	600,00	600,00	
u	Equipo de seguridad y maniobra	1,00	325,00	325,00	
%	Costes Directos Complementarios	0,02	159.356,26	3.187,13	
				<b>Total (€)</b>	<b>162.543,39</b>

- Cableado:

- Cable con conductor de cobre de sección 6 mm<sup>2</sup>

**PRECIO UNITARIO**

**Código**

C6 Cable eléctrico para instalaciones fotovoltaicas, tensión nominal 0,6/1 kV, tensión máxima en corriente continua 1,8 kV, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x6 mm<sup>2</sup> de sección, aislamiento de XLPE, de color negro.

**PRECIO DESCOMPUESTO**

Unidad	Nombre	Cantidad	Precio	Importe	
h	Oficial 1ª electricista	0,02	16,58	0,32	
h	Ayudante electricista	0,02	14,10	0,27	
m	Cable	1,00	0,76	0,76	
%	Costes Directos Complementarios	0,02	1,34	0,03	
				<b>Total (€)</b>	1,37

- Cable con conductor de cobre de sección 10 mm<sup>2</sup>

**PRECIO UNITARIO**

**Código**

C10 Cable eléctrico para instalaciones fotovoltaicas, tensión nominal 0,6/1 kV, tensión máxima en corriente continua 1,8 kV, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x10 mm<sup>2</sup> de sección, aislamiento de XLPE, de color negro.

**PRECIO DESCOMPUESTO**

Unidad	Nombre	Cantidad	Precio	Importe	
h	Oficial 1ª electricista	0,02	16,58	0,32	
h	Ayudante electricista	0,02	14,10	0,27	
m	Cable	1,00	1,52	1,52	
%	Costes Directos Complementarios	0,02	2,10	0,04	
				<b>Total (€)</b>	2,14

➤ Cable con conductor de cobre de sección 16 mm<sup>2</sup>

**PRECIO UNITARIO**

**Código**

C16 Cable eléctrico para instalaciones fotovoltaicas, tensión nominal 0,6/1 kV, tensión máxima en corriente continua 1,8 kV, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x16 mm<sup>2</sup> de sección, aislamiento de XLPE, de color negro.

**PRECIO DESCOMPUESTO**

Unidad	Nombre	Cantidad	Precio	Importe	
h	Oficial 1ª electricista	0,02	16,58	0,32	
h	Ayudante electricista	0,02	14,10	0,27	
m	Cable	1,00	2,25	2,25	
%	Costes Directos Complementarios	0,02	2,83	0,06	
				<b>Total (€)</b>	2,89

➤ Cable con conductor de cobre de sección 35 mm<sup>2</sup>

**PRECIO UNITARIO**

**Código**

C35 Cable eléctrico para instalaciones fotovoltaicas, tensión nominal 0,6/1 kV, tensión máxima en corriente continua 1,8 kV, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x35 mm<sup>2</sup> de sección, aislamiento de XLPE, de color negro.

**PRECIO DESCOMPUESTO**

Unidad	Nombre	Cantidad	Precio	Importe	
h	Oficial 1ª electricista	0,02	16,58	0,32	
h	Ayudante electricista	0,02	14,10	0,27	
m	Cable	1,00	4,60	4,60	
%	Costes Directos Complementarios	0,02	5,18	0,10	
				<b>Total (€)</b>	5,29

- Cable con conductor de cobre de sección 50 mm<sup>2</sup>

#### PRECIO UNITARIO

##### Código

C50 Cable eléctrico para instalaciones fotovoltaicas, tensión nominal 0,6/1 kV, tensión máxima en corriente continua 1,8 kV, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x50mm<sup>2</sup> de sección, aislamiento de XLPE, de color negro.

#### PRECIO DESCOMPUESTO

Unidad	Nombre	Cantidad	Precio	Importe
h	Oficial 1ª electricista	0,02	16,58	0,32
h	Ayudante electricista	0,02	14,10	0,27
m	Cable	1,00	6,62	6,62
%	Costes Directos Complementarios	0,02	7,20	0,14
<b>Total (€)</b>				7,35

- Cable con conductor de cobre de sección 95 mm<sup>2</sup>

#### PRECIO UNITARIO

##### Código

C95 Cable eléctrico para instalaciones fotovoltaicas, tensión nominal 0,6/1 kV, tensión máxima en corriente continua 1,8 kV, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x95 mm<sup>2</sup> de sección, aislamiento de XLPE, de color negro.

#### PRECIO DESCOMPUESTO

Unidad	Nombre	Cantidad	Precio	Importe
h	Oficial 1ª electricista	0,02	16,58	0,32
h	Ayudante electricista	0,02	14,10	0,27
m	Cable	1,00	10,97	10,97
%	Costes Directos Complementarios	0,02	11,55	0,23
<b>Total (€)</b>				11,78

➤ Cable con conductor de cobre de sección 120 mm<sup>2</sup>

**PRECIO UNITARIO**

**Código**

C120 Cable eléctrico para instalaciones fotovoltaicas, tensión nominal 0,6/1 kV, tensión máxima en corriente continua 1,8 kV, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x120 mm<sup>2</sup> de sección, aislamiento de XLPE, de color negro.

**PRECIO DESCOMPUESTO**

Unidad	Nombre	Cantidad	Precio	Importe	
h	Oficial 1ª electricista	0,02	16,58	0,32	
h	Ayudante electricista	0,02	14,10	0,27	
m	Cable	1,00	12,55	12,55	
%	Costes Directos Complementarios	0,02	13,13	0,26	
				<b>Total (€)</b>	13,40

➤ Cable con conductor de cobre de sección 150 mm<sup>2</sup>

**PRECIO UNITARIO**

**Código**

C150 Cable eléctrico para instalaciones fotovoltaicas, tensión nominal 0,6/1 kV, tensión máxima en corriente continua 1,8 kV, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x150mm<sup>2</sup> de sección, aislamiento de XLPE, de color negro.

**PRECIO DESCOMPUESTO**

Unidad	Nombre	Cantidad	Precio	Importe	
h	Oficial 1ª electricista	0,02	16,58	0,32	
h	Ayudante electricista	0,02	14,10	0,27	
m	Cable	1,00	16,24	16,24	
%	Costes Directos Complementarios	0,02	16,82	0,38	
				<b>Total (€)</b>	17,16

➤ Cable con conductor de cobre de sección 240 mm<sup>2</sup>

**PRECIO UNITARIO**

**Código**

C240 Cable eléctrico para instalaciones fotovoltaicas, tensión nominal 0,6/1 kV, tensión máxima en corriente continua 1,8 kV, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x240 mm<sup>2</sup> de sección, aislamiento de XLPE, de color negro.

**PRECIO DESCOMPUESTO**

Unidad	Nombre	Cantidad	Precio	Importe
h	Oficial 1ª electricista	0,02	16,58	0,32
h	Ayudante electricista	0,02	14,10	0,27
m	Cable	1,00	23,40	23,40
%	Costes Directos Complementarios	0,02	23,98	0,48
<b>Total (€)</b>				<b>24,46</b>

➤ Bandeja perforada

**PRECIO UNITARIO**

**Código**

CB1 Bandeja metálica perforada de acero galvanizado, de dimensiones 60x300mm, para canalización eléctrica suministrada en tramos de 2 m de longitud, totalmente montada, sin incluir cableado, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.

**PRECIO DESCOMPUESTO**

Unidad	Nombre	Cantidad	Precio	Importe
h	Oficial 1ª electricista	0,25	16,58	4,15
h	Ayudante electricista	0,25	14,10	3,53
m	Bandeja galv perforada	1,05	21,31	22,38
%	Costes Directos Complementarios	0,02	30,05	0,60
<b>Total (€)</b>				<b>30,65</b>

- Protecciones:

- DC Box I de 8 ramas fotovoltaicas

**PRECIO UNITARIO**

**Código**

P1.8 Caja concentradora de 8 strings fotovoltaicos, IP 54, con descargador de sobretensión 1000 VCC e Imáx 40 kA y equipos de clase II con monitorización en armario de 84,7 x 63,6 x 30,0 cm

**PRECIO DESCOMPUESTO**

Unidad	Nombre	Cantidad	Precio	Importe
h	Oficial 1ª electricista	0,08	16,58	1,33
u	Caja concentradora	1,00	410,00	410,00
u	Interruptor seccionador 100 A	1,00	704,35	704,35
u	Fusible gPV 15 A	16,00	0,42	6,72
%	Costes Directos Complementarios	0,02	1.122,40	22,45
<b>Total (€)</b>				<b>1.144,84</b>

- DC Box I de 16 ramas fotovoltaicas

**PRECIO UNITARIO**

**Código**

P1.16 Caja concentradora de 16 strings fotovoltaicos, IP 54, con descargador de sobretensión 1000 VCC e Imáx 40 kA y equipos de clase II con monitorización en armario de 84,7 x 63,6 x 30,0 cm

**PRECIO DESCOMPUESTO**

Unidad	Nombre	Cantidad	Precio	Importe
h	Oficial 1ª electricista	0,08	16,58	1,33
u	Caja concentradora	1,00	655,00	655,00
u	Interruptor seccionador 200 A	1,00	1.420,17	1.420,17
u	Fusible gPV 15 A	32,00	0,42	13,44
%	Costes Directos Complementarios	0,02	2.089,94	41,80
<b>Total (€)</b>				<b>2.131,74</b>

➤ DC Box II

**PRECIO UNITARIO**

**Código**

P2 Caja concentradora de segundo nivel para salida a inversor, IP 65, en armario de 50 x 50 x 42 cm.

**PRECIO DESCOMPUESTO**

Unidad	Nombre	Cantidad	Precio	Importe
h	Oficial 1ª electricista	0,08	16,58	1,33
u	Armario	1,00	637,00	637,00
u	Interruptor seccionador 100 A	1,00	754,35	754,35
u	Fusible gPV 125 A	2,00	13,57	27,14
u	Fusible gPV 250 A	10,00	26,46	264,60
u	Base portafusible 125 A	2,00	7,52	15,04
u	Base portafusible 250 A	10,00	15,32	153,20
%	Costes Directos Complementarios	0,02	1.419,82	28,40
<b>Total (€)</b>				<b>1.881,05</b>

➤ Puesta a tierra de las masas de BT

**PRECIO UNITARIO**

**Código**

PT1 Tendido de conducción de puesta a tierra enterrada a una profundidad mínima de 80cm, instalada con conductor de cobre desnudo recocido de 35mm<sup>2</sup> de sección, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.

**PRECIO DESCOMPUESTO**

Unidad	Nombre	Cantidad	Precio	Importe
h	Oficial 1ª electricista	0,10	16,58	1,66
m	Cable cobre desnudo 1x35	1,00	1,21	1,21
u	Taco y collarín para sujeción	0,25	7,90	1,98
%	Costes Directos Complementarios	0,02	2,87	0,06
<b>Total (€)</b>				<b>4,90</b>

➤ Puesta a tierra de las masas del CT

**PRECIO UNITARIO**

**Código**

PT2 Instalación exterior de puesta a tierra, compuesta por anillo rectangular de 7x4 m de conductor de cobre desnudo conectado a 8 picas de diámetro 14 mm cada una a una profundidad de 0,8 m.

**PRECIO DESCOMPUESTO**

Unidad	Nombre	Cantidad	Precio	Importe
h	Oficial 1ª electricista	1,00	16,58	16,58
u	PT protección anillo rectangular ext edf	1,00	1.285,00	1.285,00
%	Costes Directos Complementarios	0,02	1.301,58	26,03
<b>Total (€)</b>				1.327,61

• Terreno y zanjas

➤ Desbroce terreno

**PRECIO UNITARIO**

**Código**

T1 Despeje, desbroce y refino de terrenos hasta 25cm de profundidad, con vegetación de hasta 2m de altura, incluida la retirada de material.

**PRECIO DESCOMPUESTO**

Unidad	Nombre	Cantidad	Precio	Importe
h	Peón ordinario construcción	0,02	14,90	0,24
h	Pala carga de oruga 128cv 1,5 m3	0,00	84,41	0,34
%	Costes Directos Complementarios	0,02	0,58	0,01
<b>Total (€)</b>				0,59

➤ Zanjas

**PRECIO UNITARIO**

**Código**

Z1 Excavación de zanja en tierras realizada mediante medios mecánicos, incluida la carga de material, su relleno y su acopio intermedio o su transporte a vertedero.

**PRECIO DESCOMPUESTO**

Unidad	Nombre	Cantidad	Precio	Importe
h	Oficial 1ª construcción	0,01	17,90	0,18
h	Peón ordinario construcción	0,02	14,90	0,30
h	Retro de orugas 150 cv, 1,4 m3	0,06	87,00	5,39
%	Costes Directos Complementarios	0,02	5,87	0,12
<b>Total (€)</b>				<b>5,99</b>

➤ Vallado del solar

**PRECIO UNITARIO**

**Código**

T2 Valla de 150cm de altura, formada por malla de alambre galvanizado soldado y plastificado verde de 50.8x50.8mm y diámetro de 2.50mm, montada sobre postes tubulares de acero galvanizado plastificado en poliéster, recibido de postes con mortero de cemento, nivelación y aplomado de los mismos, colocación y tensado de la malla.

**PRECIO DESCOMPUESTO**

Unidad	Nombre	Cantidad	Precio	Importe
h	Oficial 1ª construcción	0,12	17,90	2,15
h	Peón ordinario construcción	0,12	14,90	1,79
m	Mall sold 50.8x50.8 ø2.50 alt150	1,05	4,43	4,65

PROYECTO DE PLANTA FOTOVOLTAICA DE 1MW<sub>p</sub> EN ABANILLA (MURCIA)

u	Poste tb a galv alt150 ø44	0,36	8,19	2,95
u	Tornapuntas tb a galv 120	0,09	7,18	0,65
u	Grapa sujeción malla-poste al	4,00	0,07	0,28
m3	Mto cto M-5 man	0,00	81,50	0,16
%	Costes Directos Complementarios	0,02	12,63	0,25
<b>Total (€)</b>				12,88

### 11.2 Presupuesto por partidas

- Componentes principales

Código	Unidad	Descripción	Cantidad	Precio	Total
E1	u	Módulo fotovoltaico	3.872,00	122,99	476.201,36
E2	u	Seguidor solar	176,00	2.296,61	404.203,64
E3	u	Estación formada por el transformador y 2 inversores	1,00	162.543,39	162.543,39
<b>Total (€)</b>					1.042.948,39

- Cableado

Código	Unidad	Descripción	Cantidad	Precio	Total
C6	m	Cable 6 mm <sup>2</sup>	4.889,88	1,37	6.698,06
C10	m	Cable 10 mm <sup>2</sup>	1.647,22	2,14	3.533,26
C16	m	Cable 16 mm <sup>2</sup>	623,52	2,89	1.801,72
C50	m	Cable 50 mm <sup>2</sup>	157,42	7,35	1.156,59
C95	m	Cable 95 mm <sup>2</sup>	165,46	11,78	1.949,79
C120	m	Cable 120 mm <sup>2</sup>	227,30	13,40	3.044,77
C150	m	Cable 150 mm <sup>2</sup>	1.249,85	17,16	21.446,63
C240	m	Cable 240 mm <sup>2</sup>	1.963,23	24,46	48.025,67
CB1	m	Bandeja	2,00	30,65	61,29
<b>Total (€)</b>					87.717,77

- Protecciones

Código	Unidad	Descripción	Cantidad	Precio	Total
P1.8	u	DC Box I de 8 strings	2,00	1.144,84	2.289,69
P1.16	u	DC Box I de 16 strings	10,00	2.131,74	21.317,35
P2	u	DC Box II	2,00	1.881,05	3.762,11
PT1	m	PAT conductor de cobre desnudo	1.191,92	4,90	5.840,84
PT2	u	PAT anillo rectangular	1,00	1.327,61	1.327,61
<b>Total (€)</b>					34.537,59

- Terrenos y zanjas

Código	Unidad	Descripción	Cantidad	Precio	Total
T1	m2	Despeje, desbroce y refino de terrenos	10.585,00	0,59	6.219,33
T2	m	Vallado	838,86	12,88	10.802,54
Z1	m3	Zanjas	500,61	5,99	2.997,84
<b>Total (€)</b>					20.019,71

### 11.3 Presupuesto de inversión

<b>Presupuesto Ejecución Material (PEM)</b>	1.185.223,46 €
<b>Gastos Generales (0,12 x PEM)</b>	142.226,82 €
<b>Beneficio Industrial (0,06 x PEM)</b>	71.113,41 €
<b>Presupuesto de Ejecución por Contrata (PEC)</b>	1.398.563,68 €
<b>IVA (0,21 x PEC)</b>	293.698,37 €
<b>Presupuesto de Inversión</b>	1.692.262,06 €

El presupuesto de inversión asciende a la cantidad de UN MILLÓN SEIS CIENTOS NOVENTA y DOS MIL DOSCIENTOS SESENTA y DOS con CERO SEIS céntimos.

## 12 Análisis económico

Hasta su supresión por el Real Decreto-ley 1/2012 existían una serie de tarifas y primas para la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. En la actualidad, la venta de energía por parte de las instalaciones fotovoltaicas está regulada por el Real Decreto 413/2014 que indica que estas instalaciones podrán recibir una retribución específica adicional a la retribución por la venta de energía a precio de mercado durante su vida útil, tipificada por el propio decreto.

Sin embargo, estos parámetros dependen de un gran abanico de factores y se han ido modificando y actualizando frecuentemente lo que complica su aplicación en un análisis a largo plazo. Otro factor a tener en cuenta es el hecho que la legislación en esta materia es muy susceptible a sufrir cambios, incluso en el corto plazo. Muestra de ello son todos los cambios que se han producido los últimos años, que dificultan las predicciones económicas.

Así pues, el análisis económico en este apartado se va a realizar teniendo como único beneficio la electricidad generada la venta a precio de mercado de la electricidad generada. Además, esto también permite analizar la rentabilidad de la planta sin ningún tipo de ayuda económica.

Para el análisis se consideran dos situaciones. La diferencia entre ambas radica en que el precio de venta de la energía se mantiene constante en la opción A mientras que en la opción B crece anualmente como se explicará a continuación. En ambos casos se parte de lo siguiente:

- Costes:
  - El presupuesto total de inversión que es de 1.692.262,06 €.
  - Se estima un coste anual de mantenimiento de unos 5000€ en el que se incluye todo lo incluido en el apartado de mantenimiento desarrollado previamente.
- Ingresos:
  - Producción de energía eléctrica anual calculada en el apartado correspondiente que es de 2097,00 MWh/año y que desciende anualmente un 0,6% debido a la pérdida de propiedades por parte de los componentes de la instalación.
  - El precio de venta de la electricidad en €/MWh que dependerá de la opción estudiada.
- Vida útil del proyecto de unos 25 años, que suele ser lo habitual en este tipo de proyectos, si bien es cierto que este tiempo podría verse prolongado si la calidad de los materiales y el grado de mantenimiento de estos son elevados.

## 12.1 Opción A

### 12.1.1 Payback

El payback, que se define como el periodo de tiempo requerido para recuperar una inversión, es un método estático que permite seleccionar un proyecto en función de en qué año, u otro periodo temporal especificado en el proyecto, se va a recuperar el desembolso de capital inicial en función de los flujos de caja.

En la Tabla 28 se muestra el flujo de caja acumulado a lo largo del periodo de vida útil del proyecto en función de los beneficios.

El año 0 representa el desembolso del capital inicial de la inversión. El precio de venta, 52,24€/MWh establecido es el precio medio del mercado diario del año 2017 recogido en el informe de precios 2017 del Operador del Mercado Ibérico Español (OMIE) que se considera además estable a lo largo de los 25 años.

En la Ilustración 29, se puede apreciar el flujo de una manera más gráfica.

Así, el periodo de retorno de retorno o payback se puede calcular de la siguiente forma:

$$\text{Payback} = \text{Año de última caja negativa} + \frac{\text{Abs(flujo de caja acumulado ese año)}}{\text{Beneficio año siguiente}} \quad (59)$$

Así el periodo de retorno es de 17,02 años.

Año	Costes		Ingresos			Beneficios (€)	Flujo de caja acumulado (€)
	Mantenimiento (€)	Inversión inicial (€)	Producción (MWh/año)	Precio venta (€/MWh)	Total (€)		
0	0,00	1.692.262,06	0,00	52,24	0,00	-1.692.262,06	-1.692.262,06
1	5.000,00	0,00	2.097,00	52,24	109.547,28	104.547,28	-1.587.714,78
2	5.000,00	0,00	2.084,42	52,24	108.890,00	103.890,00	-1.483.824,78
3	5.000,00	0,00	2.071,91	52,24	108.236,66	103.236,66	-1.380.588,13
4	5.000,00	0,00	2.059,48	52,24	107.587,24	102.587,24	-1.278.000,89
5	5.000,00	0,00	2.047,12	52,24	106.941,71	101.941,71	-1.176.059,18
6	5.000,00	0,00	2.034,84	52,24	106.300,06	101.300,06	-1.074.759,11
7	5.000,00	0,00	2.022,63	52,24	105.662,26	100.662,26	-974.096,85
8	5.000,00	0,00	2.010,50	52,24	105.028,29	100.028,29	-874.068,56
9	5.000,00	0,00	1.998,43	52,24	104.398,12	99.398,12	-774.670,44
10	5.000,00	0,00	1.986,44	52,24	103.771,73	98.771,73	-675.898,71
11	5.000,00	0,00	1.974,52	52,24	103.149,10	98.149,10	-577.749,61
12	5.000,00	0,00	1.962,68	52,24	102.530,21	97.530,21	-480.219,41

13	5.000,00	0,00	1.950,90	52,24	101.915,02	96.915,02	-383.304,38
14	5.000,00	0,00	1.939,19	52,24	101.303,53	96.303,53	-287.000,85
15	5.000,00	0,00	1.927,56	52,24	100.695,71	95.695,71	-191.305,14
16	5.000,00	0,00	1.915,99	52,24	100.091,54	95.091,54	-96.213,60
17	5.000,00	0,00	1.904,50	52,24	99.490,99	94.490,99	-1.722,61
18	5.000,00	0,00	1.893,07	52,24	98.894,04	93.894,04	92.171,43
19	5.000,00	0,00	1.881,71	52,24	98.300,68	93.300,68	185.472,11
20	5.000,00	0,00	1.870,42	52,24	97.710,87	92.710,87	278.182,99
21	5.000,00	0,00	1.859,20	52,24	97.124,61	92.124,61	370.307,60
22	5.000,00	0,00	1.848,04	52,24	96.541,86	91.541,86	461.849,46
23	5.000,00	0,00	1.836,96	52,24	95.962,61	90.962,61	552.812,07
24	5.000,00	0,00	1.825,93	52,24	95.386,84	90.386,84	643.198,91
25	5.000,00	0,00	1.814,98	52,24	94.814,51	89.814,51	733.013,42

Tabla 36: Payback opción A.

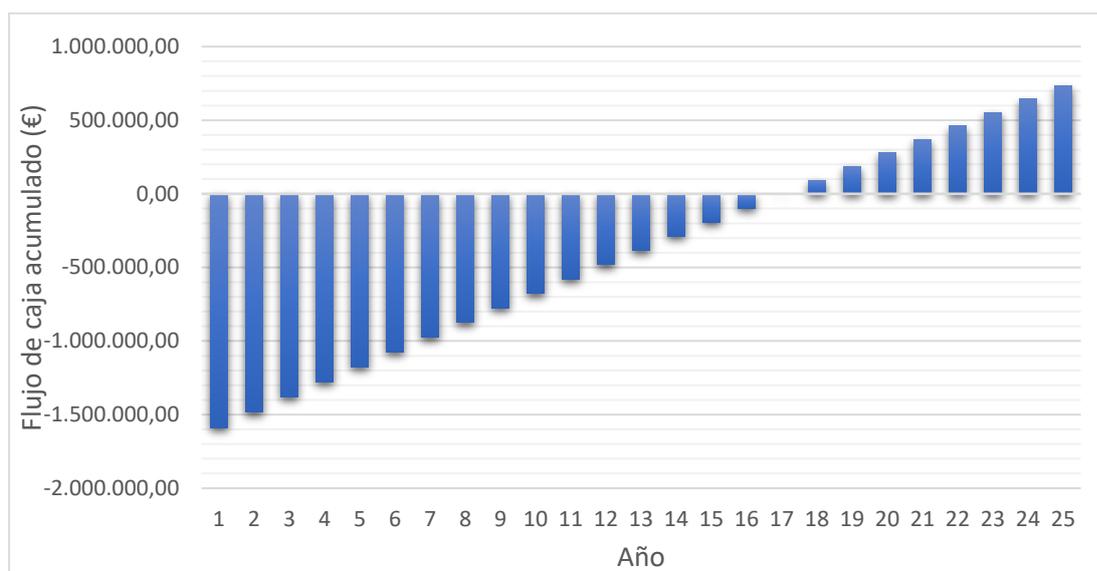


Ilustración 19: Flujo de caja acumulado opción A.

### 12.1.2 VAN

El Valor Actual Neto (VAN) es un método empleado a la hora de calcular la viabilidad de un proyecto que permite actualizar los ingresos y los costes, en función de una tasa de interés, para conocer cuánto se va a ganar o perder con esa inversión. Esto es, actualizar los flujos de caja que se van a producir en el futuro al momento actual para realizar una valoración financiera.

Este método, a diferencia del anterior, tiene en cuenta el valor temporal de los flujos de caja. No es lo mismo recibir unos determinados ingresos en 5 años que en 10, por ejemplo.

La dificultad de este método radica en la elección de la tasa de descuento. Existen numerosas formas de estimar la tasa adecuada a cada proyecto. En este caso se va a aplicar una tasa del 5% como se explica a continuación.

En estos momentos, el tipo de interés de las hipotecas se sitúa sobre el 2,5-3% a 25 años, además, en la actualidad el bono español a 30 años presenta una rentabilidad cercana al 2,5%. Teniendo en cuenta que los tipos de las hipotecas son siempre más bajos que los de los proyectos por entrañar un menor riesgo y que los bonos actualmente están más bajos que hace unos años, se considera que un 5% (el doble que los tipos de anteriores) es una tasa correcta.

La fórmula del VAN es:

$$VAN = -C_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+d)^t} \quad (60)$$

Donde:

- $C_0$  es el capital de la inversión inicial.
- $n$  es el número de años.
- $F_t$  es el flujo de caja en el año  $t$ .
- $d$  es la tasa de descuento.

El VAN en este caso es de -303.512,41 €. Al ser negativo para esta tasa de descuento, significa que el proyecto no sería rentable.

### 12.1.3 TIR

La Tasa Interna de Retorno (TIR) es la tasa de interés, rentabilidad, que ofrece un determinado proyecto o inversión. La TIR está muy relacionada con el VAN, ya que es el valor que hace que el VAN sea igual a cero, esto es, que la inversión sea indiferente, ni se gana ni se pierde dinero.

Cuanto mayor sea la TIR, más rentable será el proyecto. La fórmula para calcularla es igualando a cero la ecuación del VAN y despejando la tasa de descuento  $d$ :

$$VAN = 0 = -C_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+d)^t} \quad (61)$$

La TIR que se obtiene es de un 3,07%. Si la tasa de descuento elegida para el VAN es mayor a este significa que no se alcanza la rentabilidad mínima que se le pide al proyecto. Esto es lo que sucede en este caso ( $3,07\% < 5\%$ ).

## 12.2 Opción B

### 12.2.1 Payback

En esta opción el precio de venta de la electricidad se supone que se va a incrementar en un 2% anual partiendo del precio base del de 2017. A esta predicción se ha llegado teniendo en cuenta los precios anuales de media registrados por la OMIE en los últimos años reflejados en la Tabla 30.

En la Tabla 29 se puede apreciar como el precio de la electricidad ha ido aumentando año a año salvo entre el 2015 y el 2016. Así el incremento en el periodo 14-15 fue de un 19,44%, en el 16-17 de un 31,69 % (aunque hay que tener en cuenta el profundo descenso entre el 2015 y el 2016) y del 2015 al 2017 hubo un aumento del 3,82%. Por lo que, teniendo en cuenta que no se puede extrapolar este incremento de forma generalizada por no tratarse de una base de datos amplia, se escoge un 2% de incremento anual.

El resto de las variables son las mismas que en el caso A. De esta manera, en la Tabla 30 se muestra el flujo de caja acumulado en este caso y se ilustra de una forma más grafica en la Ilustración 30.

El payback de la opción B es de 14,65 años (Ecuación 59).

Precio Medio Anual (€/MWh)			
2017	2016	2015	2014
52,24	39,67	50,32	42,13

Tabla 37: Precio medio anual de la electricidad obtenida del OMIE en el periodo 2014-2017.

Año	Costes		Ingresos			Beneficios (€)	Flujo de caja acumulado (€)
	Mantenimiento (€)	Inversión inicial (€)	Producción (MWh/año)	Precio venta (€/MWh)	Total (€)		
0	0,00	1.692.262,06	0,00	0,00	0,00	-1.692.262,06	-1.692.262,06
1	5.000,00	0,00	2.097,00	52,24	109.547,28	104.547,28	-1.587.714,78
2	5.000,00	0,00	2.084,42	53,28	111.067,80	106.067,80	-1.481.646,98
3	5.000,00	0,00	2.071,91	54,35	112.609,42	107.609,42	-1.374.037,57
4	5.000,00	0,00	2.059,48	55,44	114.172,44	109.172,44	-1.264.865,13
5	5.000,00	0,00	2.047,12	56,55	115.757,15	110.757,15	-1.154.107,98
6	5.000,00	0,00	2.034,84	57,68	117.363,86	112.363,86	-1.041.744,12
7	5.000,00	0,00	2.022,63	58,83	118.992,87	113.992,87	-927.751,25
8	5.000,00	0,00	2.010,50	60,01	120.644,49	115.644,49	-812.106,76
9	5.000,00	0,00	1.998,43	61,21	122.319,04	117.319,04	-694.787,73

PROYECTO DE PLANTA FOTOVOLTAICA DE 1MW<sub>p</sub> EN ABANILLA (MURCIA)

10	5.000,00	0,00	1.986,44	62,43	124.016,82	119.016,82	-575.770,90
11	5.000,00	0,00	1.974,52	63,68	125.738,18	120.738,18	-455.032,73
12	5.000,00	0,00	1.962,68	64,95	127.483,42	122.483,42	-332.549,30
13	5.000,00	0,00	1.950,90	66,25	129.252,89	124.252,89	-208.296,41
14	5.000,00	0,00	1.939,19	67,58	131.046,92	126.046,92	-82.249,49
15	5.000,00	0,00	1.927,56	68,93	132.865,85	127.865,85	45.616,37
16	5.000,00	0,00	1.915,99	70,31	134.710,03	129.710,03	175.326,40
17	5.000,00	0,00	1.904,50	71,71	136.579,81	131.579,81	306.906,21
18	5.000,00	0,00	1.893,07	73,15	138.475,54	133.475,54	440.381,74
19	5.000,00	0,00	1.881,71	74,61	140.397,58	135.397,58	575.779,32
20	5.000,00	0,00	1.870,42	76,10	142.346,29	137.346,29	713.125,61
21	5.000,00	0,00	1.859,20	77,63	144.322,06	139.322,06	852.447,68
22	5.000,00	0,00	1.848,04	79,18	146.325,25	141.325,25	993.772,93
23	5.000,00	0,00	1.836,96	80,76	148.356,25	143.356,25	1.137.129,17
24	5.000,00	0,00	1.825,93	82,38	150.415,43	145.415,43	1.282.544,60
25	5.000,00	0,00	1.814,98	84,02	152.503,20	147.503,20	1.430.047,80

Tabla 38: Payback opción B.

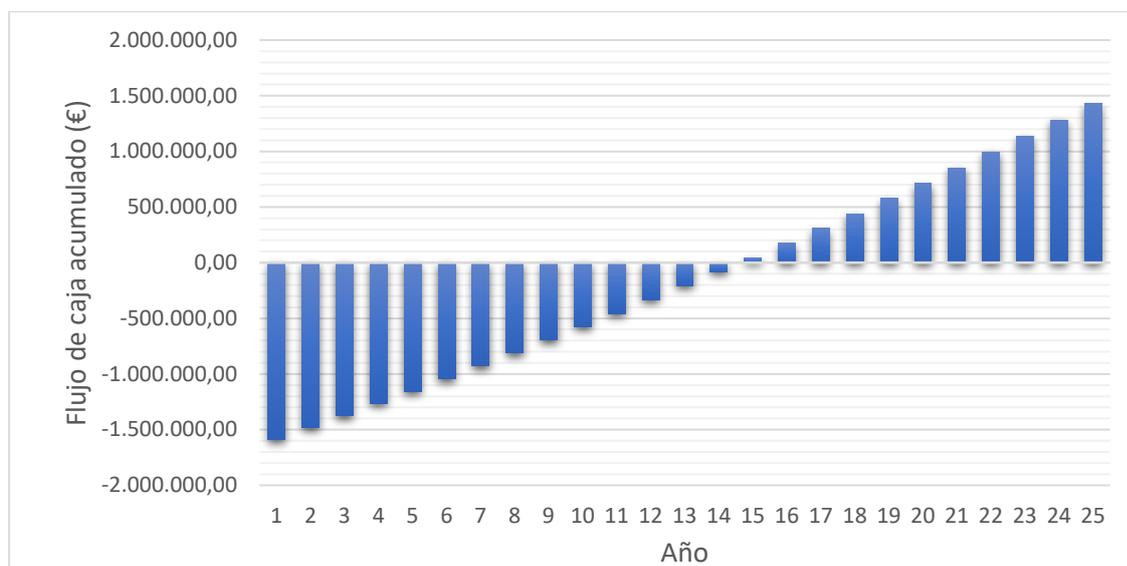


Ilustración 20: Flujo de caja acumulado opción B.

### 12.2.2 VAN

En esta opción el Valor Actual Neto, con la misma tasa de descuento del 5% del caso anterior, es de 6.027,44€ (Ecuación 60).

Este valor es muy superior al del caso A y también es mayor que 0 por lo que en este caso con la tasa de descuento del 5% el proyecto sí resultaría rentable.

### 12.2.3 TIR

La Tasa Interna de Retorno de la opción B es del 5,03% (Ecuación 61).

En esta opción la TIR es mayor que en el caso A. Asimismo, la tasa de rendimiento interno obtenida es superior a la mínima de rentabilidad exigida al proyecto ya que la TIR es superior a la tasa de descuento del 5% y por tanto el proyecto es rentable.

## 12.3 Conclusiones

Comparando los análisis económicos realizados para ambos casos se pueden extraer varias conclusiones.

En análisis estáticos se puede decir que sí se recupera la inversión e incluso se obtienen beneficios en ambos casos (733.013,42€ en el caso A y 1.430.047,80€ en el B), pero a la hora de tener en cuenta el valor de los flujos de caja futuros la situación cambia. Con una tasa de descuento acorde al mercado y a la incertidumbre del proyecto, en el caso A el proyecto no sería rentable mientras que en el caso B sí. Sin embargo, se debe tener en cuenta que se ha estimado un crecimiento del precio de la energía determinado en el caso B y que esto no tiene porqué ser así.

La TIR, que permite comparar la rentabilidad del proyecto frente a otras opciones de productos financieros disponibles en el mercado, es algo baja en el caso A y aceptable en el B con el condicionante comentado en el párrafo anterior.

Esto significa que, por ejemplo, si se tuviera que elegir entre invertir en este proyecto o poner el dinero en un depósito bancario la rentabilidad del banco debería ser inferior al 3,07% en el caso A o al 5,03 % en el caso B para que se optase por la planta fotovoltaica. Es lo que se conoce como coste de oportunidad o rentabilidad que se podría obtener en otra parte si no se invirtiera en el proyecto que se evalúa.

En definitiva, valorar la rentabilidad a largo plazo de la instalación fotovoltaica es complicado si solo se tiene en cuenta la venta a precio de mercado ya que es difícil pronosticar un precio que está marcado por muchas variables y en este caso, solo cuando se ha considerado que no pararía de crecer es cuando se han obtenido unos resultados más positivos.

Hay que tener en cuenta que en el caso de encontrar métodos de financiación que resultasen ventajosos o incluso adscribiéndose a programas que fomenten el uso de energías renovables y que concediesen algún tipo de ayuda o facilidad económica se obtendrían unos valores financieros más atractivos, si bien se requeriría de un nuevo análisis.

Como apunte último cabe destacar la naturaleza del proyecto. Al buscar fomentar las energías renovables se puede entender que, desde un punto de vista más socioeconómico, su objetivo principal no debe ser generar grandes beneficios económicos sino también, ser un elemento con un mayor interés social. En este sentido se puede afirmar que, incluso en el caso A, pese a no ser una inversión por la que grandes empresas optarían para obtener ingresos importantes, sí que ofrece una rentabilidad más interesante teniendo en cuenta esto último.



# ANEXOS

## ANEXO I: Efecto fotovoltaico

Los paneles solares están formados por células fotovoltaicas, también denominadas células fotoeléctricas o solares, que son las responsables de la generación de electricidad.

Las células fotovoltaicas están formadas por un material semiconductor. El más utilizado es el silicio (Si), que dispone de 4 electrones en su capa de valencia<sup>1</sup>. Los átomos de silicio se unen entre ellos formando grupos con 8 electrones cada uno.

De esta manera, los átomos de Si comparten cada uno de sus cuatro electrones con los otros átomos que los rodean formando poderosos enlaces que dotan de rigidez a la estructura y la mantienen unida. Al compartir esos 4 electrones cada átomo de Si adquiere una configuración muy estable.

La estabilidad de este cristal no permite el paso de corriente, para ello es necesario introducir impurezas en la red cristalina que es lo que se conoce como dopado. Los átomos de estas impurezas deben tener o bien un electrón más que el silicio en su capa de valencia como por ejemplo fósforo, arsénico, o antimonio; o bien un electrón menos como boro, galio o indio.

Al introducir fósforo como impureza surge un exceso de electrones, esto es un dopado de tipo N. Si se introduce, por ejemplo, boro, aparecen huecos libres que se comportan como una carga positiva, esto es un dopado de tipo P.

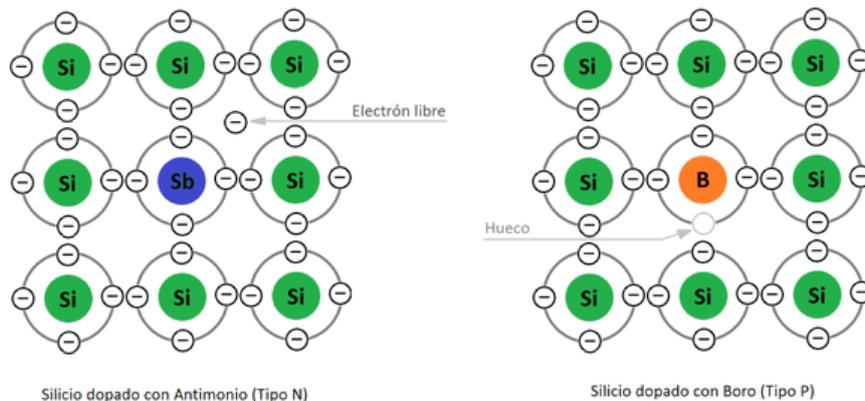


Ilustración 21: Silicio dopado con antimonio (izq) y Silicio dopado con boro (der). Fuente: [www.heliosfera.com](http://www.heliosfera.com).

Si se introducen ambas impurezas en la red cristalina se crea una unión PN que cuenta con dos regiones separadas la P y la N. Los electrones “de más” que se encuentran en la región N pasan por difusión a la P dejando huecos (o cargas positivas).

Esto provoca que se establezca un campo eléctrico permanente que se opone al movimiento de las cargas y la difusión de los electrones se detiene al llegar a un punto de equilibrio entre las cargas.

<sup>1</sup> La capa de valencia es la última capa donde se alojan los electrones en la estructura del átomo y es la de mayor nivel de energía.

Como se observa en la Ilustración 10, la carga negativa de la región P repelerá a los electrones que lleguen de la región N una vez alcanzado el equilibrio y la carga positiva de la zona P impedirá que se difundan más huecos en ella.

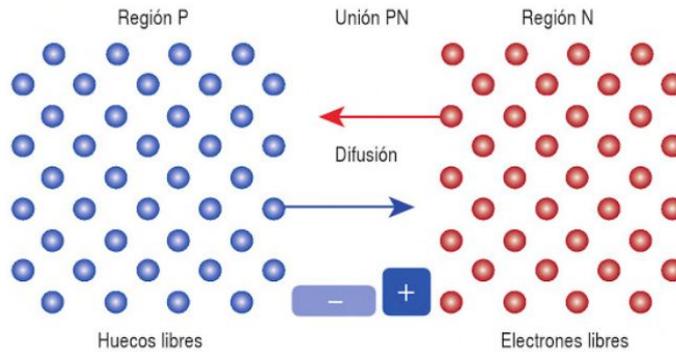


Ilustración 24: Formación de un campo eléctrico en una unión PN. Fuente: Libro “Instalaciones solares fotovoltaicas” de Miquel Moro Vallina.

Al exponer la unión PN por el lado de la capa N a los rayos solares, los electrones de la red absorben los fotones. Estos fotones rompen la unión electrón-hueco quedando los electrones libres en la zona N e incrementando la carga negativa de esta. Si se conecta una resistencia entre los bordes de las regiones P y N fluye una corriente eléctrica debida a la diferencia de potencial que aparece entre ambos extremos.

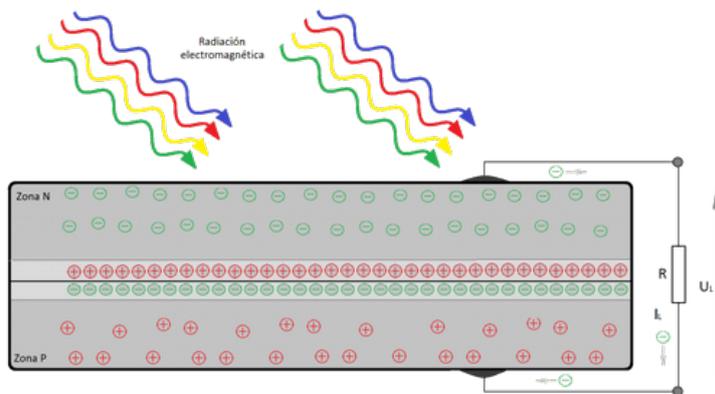


Ilustración 25: Generación de corriente eléctrica al incidir luz solar. Fuente: [www.heliosfera.com](http://www.heliosfera.com).

Esto es lo que se denomina el efecto fotovoltaico y son los fotones por los que está formada la luz solar que poseen una energía capaz de arrancar electrones los que inician el proceso.

Los fotones han de tener una energía mínima ( $E_{ph}$ ) para romper los enlaces y producir corriente, es lo que se conoce como banda prohibida, brecha energética o también gap de energía ( $E_g$ ).

El gap de energía depende del material. El silicio, por ejemplo, requiere de 1,11 eV<sup>2</sup> para romper los enlaces

<sup>2</sup> El electronvoltio (eV) es una unidad de energía que representa la energía cinética adquirida por un solo electrón cuando se mueve a través de un potencial eléctrico de 1 V.  $1 \text{ eV} = 1.602 \ 177 \times 10^{-19} \text{ J}$ .



# PLANOS



TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES



Proyecto: **PROYECTO DE PLANTA FOTOVOLTAICA DE 1 MWp EN ABANILLA (MURCIA)**

Plano: **Ubicación de la parcela (Fuente: Google Earth)**

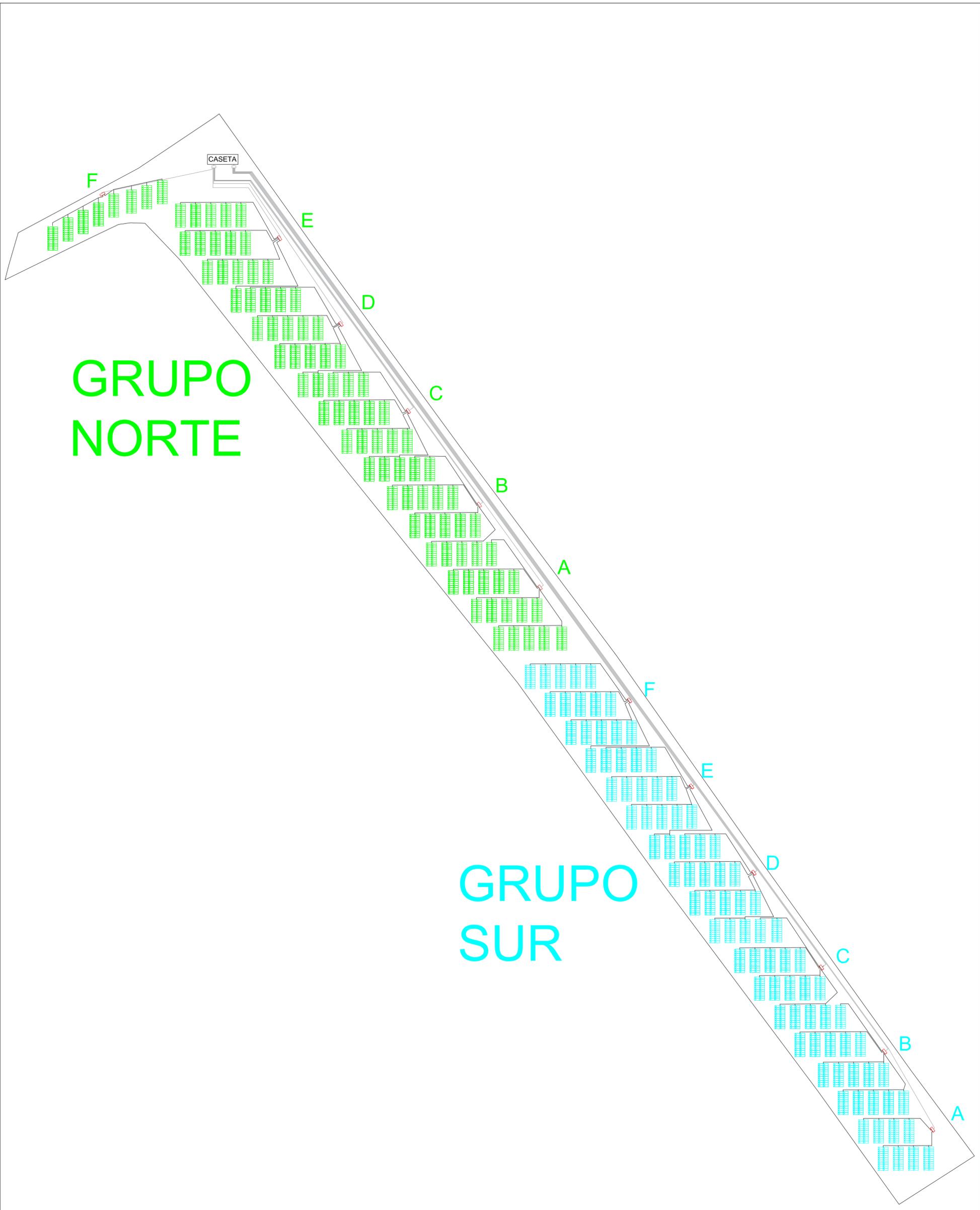
Autor:  
**Enrique Andreu Rico**

Fecha:  
**Julio 2018**

Escala:  
**1:5000**

Nº Plano:

**1**



**GRUPO  
NORTE**

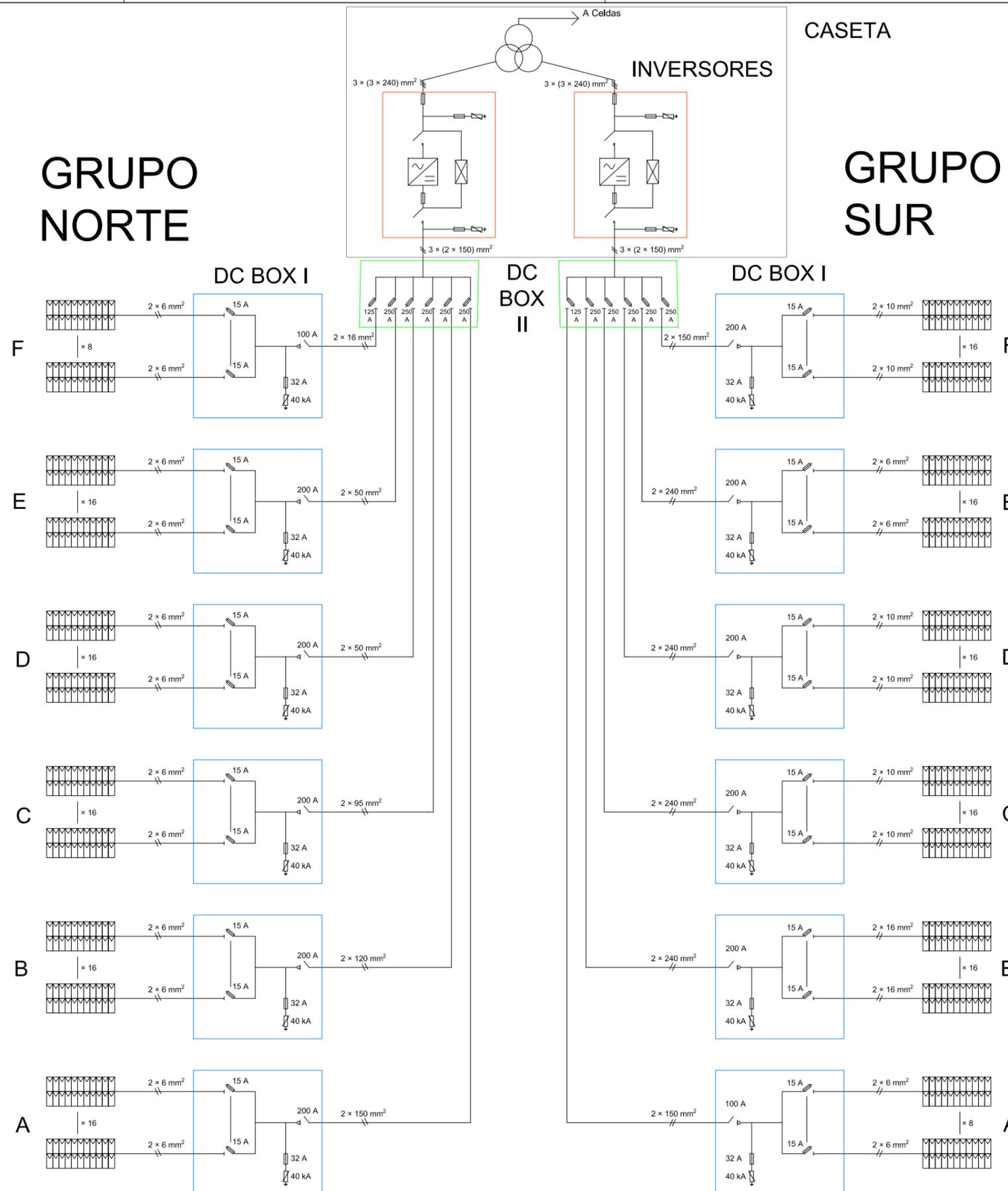
**GRUPO  
SUR**

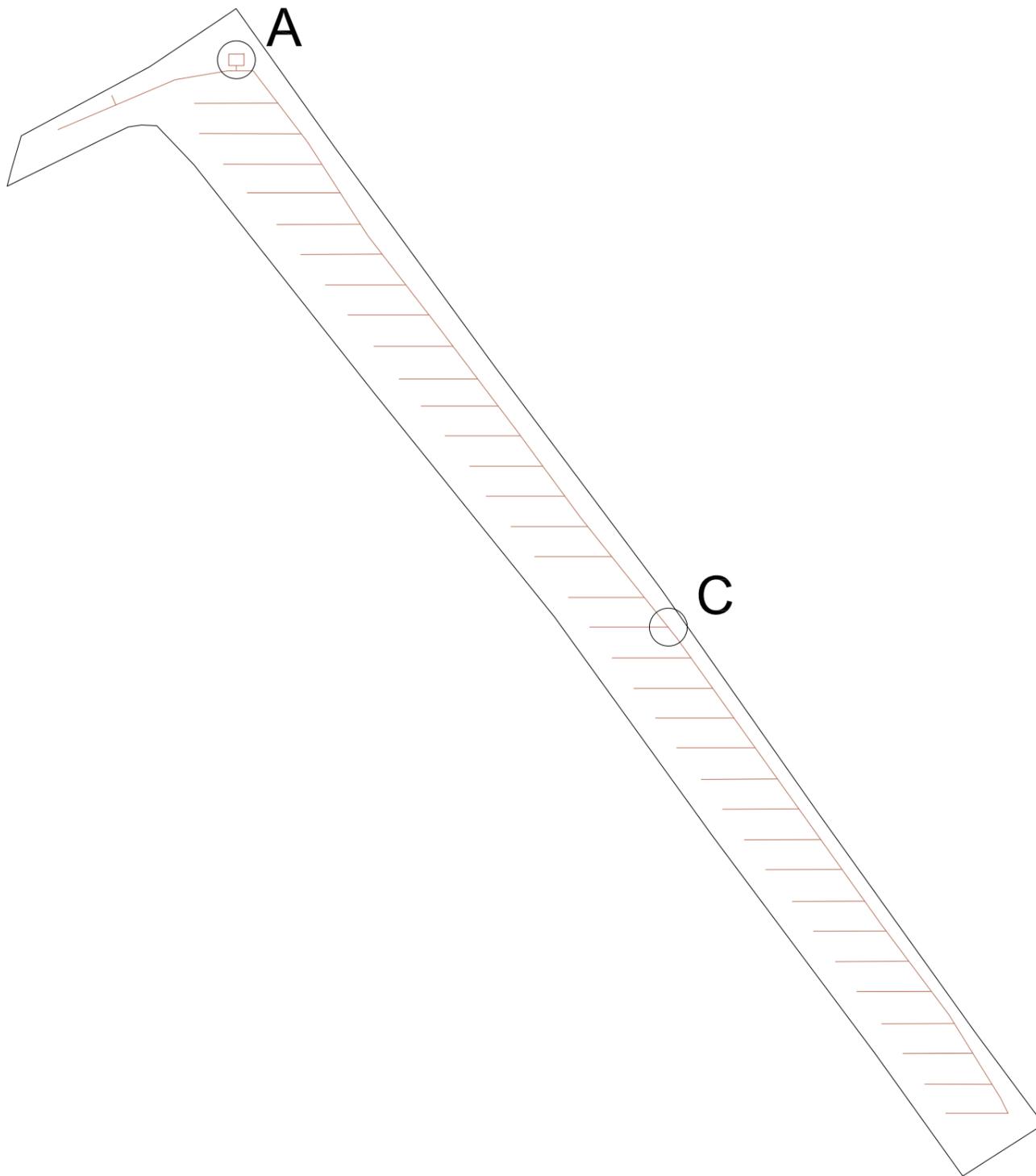
TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES		Proyecto:
 		<b>PROYECTO DE PLANTA FOTOVOLTAICA DE 1          MWp EN ABANILLA (MURCIA)</b>
Fecha:	Escala:	
<b>Julio 2018</b>	<b>1:750</b>	
Plano:	Nº Plano:	
<b>Plano General con Cableado</b>		
Enrique Andreu Rico <small>Autor proyecto</small>		<b>2</b>

# GRUPO NORTE

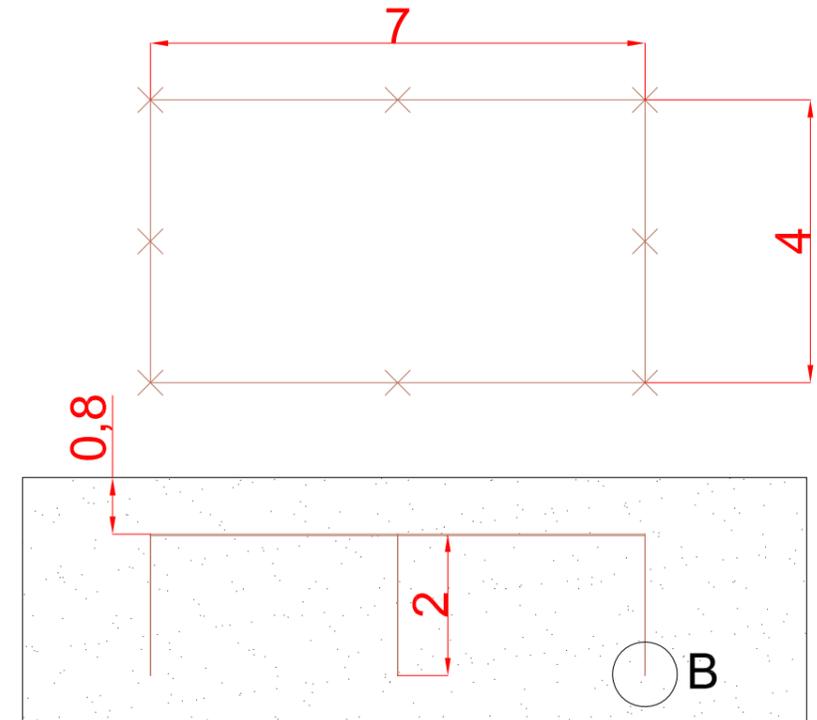
CASETA

# GRUPO SUR

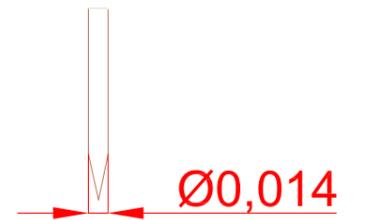




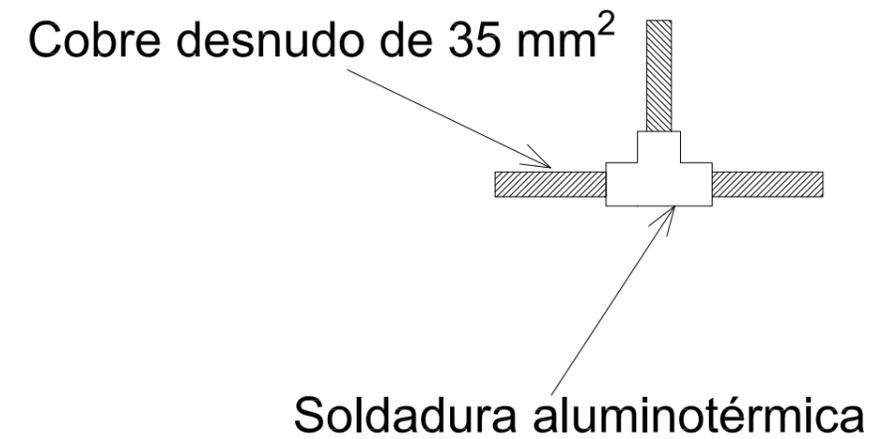
Detalle A: PAT CT (1:100)



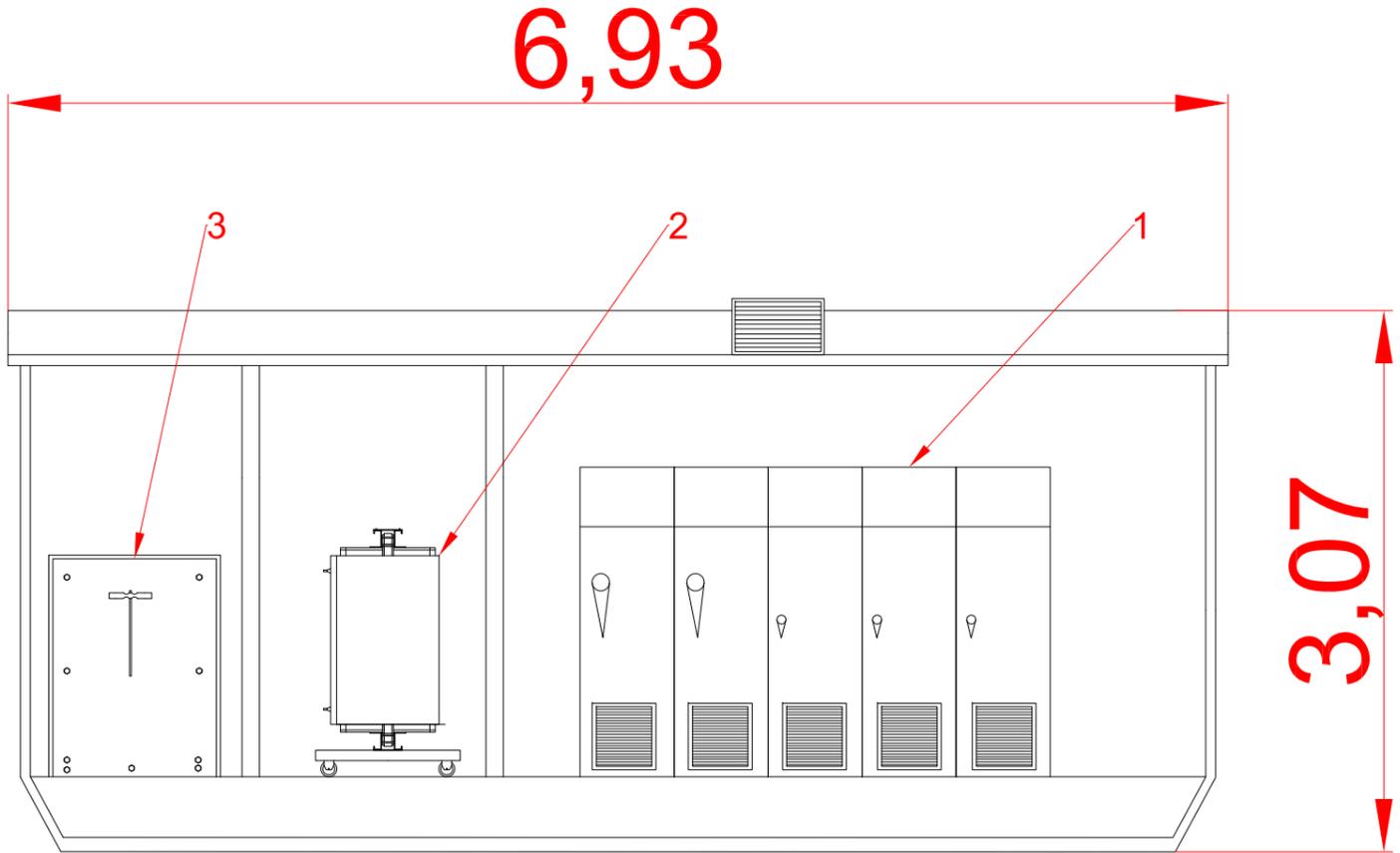
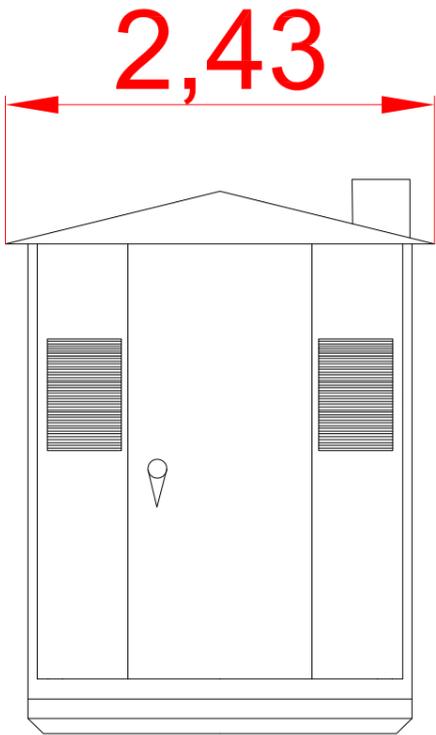
Detalle B (1:5)

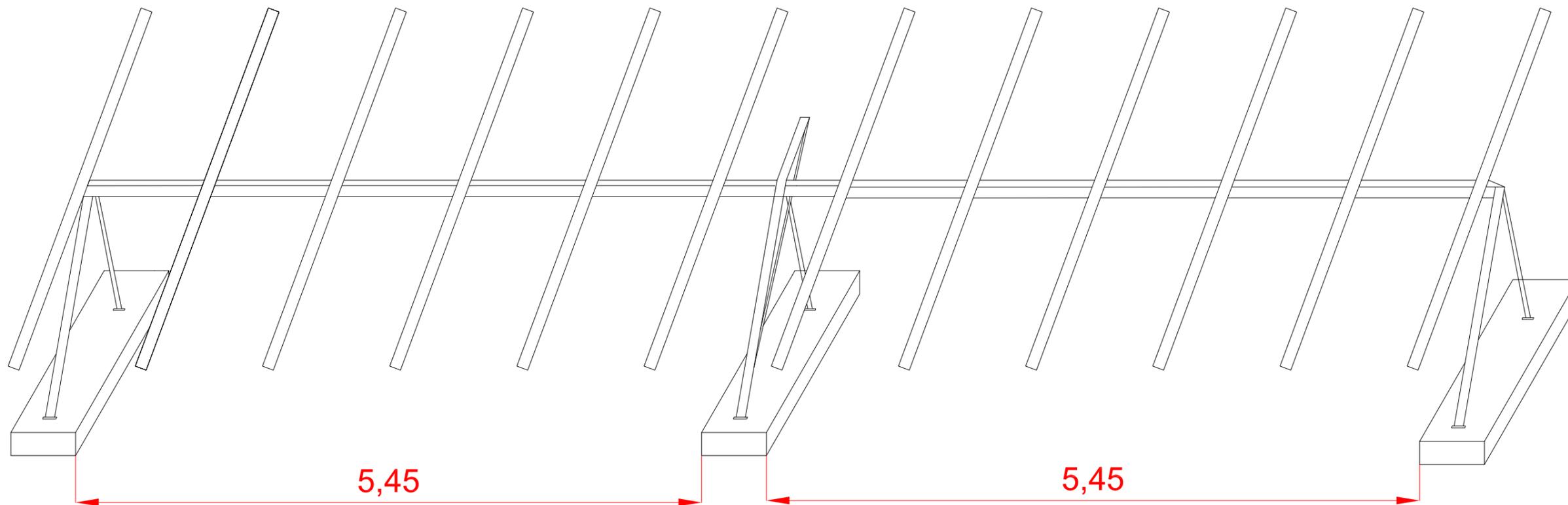


Detalle C (1:2)

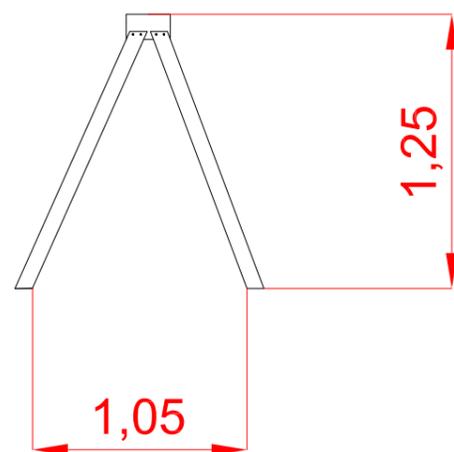


COMPONENTES	
1	Celdas Modulares
2	Transformador
3	Inversores





Soportes laterales



Soporte central

