



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA

TRABAJO FIN DE MASTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

DISEÑO Y VIABILIDAD DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 10MW_p CONECTADA A LA RED EN LLÍRIA PROVINCIA DE VALENCIA

AUTORA: Patricia Azaña Rueda

TUTOR: Carlos Vargas Salgado

COTUTOR: Elías José Hurtado Perez

Curso Académico: 2019-20

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer a mis padres y a mi hermana por todo el apoyo y cariño durante todos estos años, por ayudarme a crecer tanto personal como profesionalmente y por ayudarme a superar todos los obstáculos que se han ido encontrando por el camino.

También agradecer aquellas amistades que se han originado en la universidad, por tantas horas de estudios, trabajos, épocas de estrés, risas y buenos momentos.

Por último, agradecer a los profesores que me han formado durante estos 6 años, por todo el aprendizaje recibido para poder emprender la carrera profesional que empieza fuera de la universidad.

RESUMEN

El presente proyecto consiste en el diseño y estudio de viabilidad de una instalación fotovoltaica con conexión a red. Para la realización de este trabajo la alumna deberá conocer los parámetros que determinan el dimensionado de la instalación tanto de forma teórica como práctica, conociendo tanto los factores internos como externos que pueden afectar al rendimiento de esta.

Por tanto, se realizará el estudio técnico, en el cual será necesario evaluar las condiciones climatológicas del lugar de instalación, por lo que la alumna se familiarizará con las simulaciones que facilitan la herramienta online PVGIS y el estudio económico, con el que se requerirá el estudio de ratios e indicadores económicos de manera que quede determinada la viabilidad de la instalación. Esto, se realizará partiendo de tres hipótesis según el ángulo de inclinación de las placas; placas inclinadas al ángulo óptimo, placas horizontales o placas con seguimiento de eje.

Además de lo anterior también se estudiará la variable de tipo de placas, es decir para instalaciones de estas características que resulta más viable; instalar placas policristalinas o monocristalinas.

Estos objetivos llevarán a la alumna a diseñar y evaluar la instalación en todos los aspectos de la misma.

Palabras clave: Instalación, solar, fotovoltaica, protección, placas, inversor y viabilidad.

RESUM

El present projecte consistix en el disseny i estudi de viabilitat d'una instal·lació fotovoltaica amb connexió a xarxa. Per a la realització d'este treball l'alumna haurà de conèixer els paràmetres que determinen el dimensionat de la instal·lació tant de forma teòrica com a pràctica, coneixent tant els factors interns com externs que poden afectar el rendiment d'esta.

Per tant, es realitzarà l'estudi tècnic, en el qual serà necessari avaluar les condicions climatològiques del lloc d'instal·lació, per la qual cosa l'alumna es familiaritzarà amb les simulacions que faciliten la ferramenta online PVGIS i l'estudi econòmic, amb el que es requerirà l'estudi de ràtios i indicadors econòmics de manera que quede determinada la viabilitat de la instal·lació. Açò, es realitzarà partint de tres hipòtesis segons l'angle d'inclinació de les plaques; plaques inclinades a l'angle òptim fixes, plaques horitzontals o plaques amb seguiment d'eix.

A més de l'anterior també s'estudiarà la variable de tipus de plaques, és a dir per a instal·lacions d'estes característiques que resulta més viable; instal·lar plaques policristalinas o monocristalinas.

Estos objectius portaran a l'alumna a dissenyar i avaluar la instal·lació en tots els aspectes de la mateixa.

Paraules clau: Instal·lació, solar, fotovoltaica, protecció, plaques, inversor i viabilitat.

ABSTRACT

The present project consists on the design and feasibility study of a photovoltaic installation with network connection. To carry out this work, the student must know the parameters that determine the size of the installation theoretically and practically, knowing internal and external factors that may affect its performance.

Therefore, the technical study will be carried out, in which it will be necessary to evaluate the weather conditions of the installation site, so the student will become familiar with the simulations that facilitate the online PVGIS tool and the economic study, which will require the study of ratios and economic indicators so that the viability of the installation is determined. In addition to the above, the type of plate variable will also be studied, that is, for installations of these characteristics that are more viable; install polycrystalline or monocrystalline plates.

These objectives will lead the student to design and evaluate the installation in all aspects of it.

Keywords: Installation, solar, photovoltaic, protection, panels, inverter and viability.

RESUMEN EJECUTIVO

Los objetivos de este proyecto son disponer de una instalación solar fotovoltaica de 10 MW en un terreno limitado de 27 hectáreas.

Primero, se calcula cuantas placas son necesarias para hacer frente a la potencia que solicita el cliente y se verifica que se puede disponer las 34.000 placas si se disponen placas monocristalinas (34 placas en serie y 1.000 series) y 36.000 placas (36 placas en serie y 1000 series) si son policristalinas de manera que se cubra la potencia solicitada y del mismo modo no afecte al rendimiento de estas debido a su cercanía.

Para el estudio de la posición de placas, se partirá de tres hipótesis según el ángulo de inclinación de las placas; placas inclinadas al ángulo óptimo fijas, placas horizontales o placas con seguimiento de eje.

Por ello, para las placas con ángulo óptimo se dispondrán 2,5 metros entre filas, para las placas planas 2,5 metros cada 6 filas y para las de seguimiento de eje 4,5 metros entre filas.

De esta manera, se comprueba que para todas las hipótesis se pueden disponer los 10 MW requeridos ocupando 13 hectáreas, 7 hectáreas y 20 hectáreas respectivamente.

Una vez calculado el número de placas y su disposición se obtienen los dispositivos que se necesitan para la instalación; cuatro inversores, cuatro estaciones de potencia, dos PPCs, cableado, protecciones, etc.

Cada inversor tiene 36 entradas, por lo que para que quede el sistema lo más equilibrado posible, se dispondrán 7 series en paralelo de 34 placas (36 si el sistema se diseña con placas policristalinas) por cada entrada de inversor.

Posteriormente, se procede a estimar la energía producida anualmente, sabiendo que las pérdidas anuales para placas monocristalinas se sitúan en el 0,08% anual y para las policristalinas 2%, dato que será necesario para la estimación de los beneficios.

Con ello se obtienen 15.200 MWh/año para placas a 36 grados, 12.700 MWh/año para placas horizontales y 20.700 MWh/año para placas con seguimiento de eje en el primer año de puesta en marcha de la instalación.

Una vez se recopila el precio de cada uno de los proveedores, partiendo previamente de uso de placas monocristalinas, se elabora el presupuesto de la instalación para las tres hipótesis descritas, obteniéndose un presupuesto de 10.715.260,84 € para placas con estructura fija inclinada 36 grados, 9.622.702,33 € para placas horizontales y 12.805.782,23 € para placas con seguimiento de eje.

Dentro de cada uno de los equipos y elementos lleva incorporado tanto el IVA como los costes debido al transporte.

Una vez obtenido el presupuesto, se comienza a realizar el estudio económico de la instalación para las tres hipótesis con un alcance de 30 años. Para ello se hace una valoración de los ingresos y costes anuales que suponen invertir en esta instalación.

Otro punto para tratar importante ligado a la comprobación de la factibilidad de la instalación es la financiación.

Para ello, se concreta con el cliente que el dispone de 25.000 euros iniciales para la instalación y que el resto se produce con financiación externa, obteniendo un tipo de interés del 3%.

Paralelo a esto, se financia el aval fotovoltaico a partir del terreno, aplicando el 1% de interés de ITPIAJD (Impuestos de Transmisiones Patrimoniales y Actos Jurídicos Documentados).

Teniendo en cuenta lo anterior se obtienen para los 30 primeros años unos costes que ascienden a 19.298.765,56 € para placas con estructura fija, 15.945.795,07 € para placas en horizontal y 24.497.108,20 € para placas con seguimiento de eje.

Por otro lado, los beneficios durante los 30 primeros años ascienden a 132.337.579,16 €, 110.738.244,96 € y 180.494.619,74 € para placas con estructura fija y ángulo 36 grados, para placas en horizontal y para placas con seguimiento de eje respectivamente.

Una vez queda definido lo anterior, se estudia el PAYBACK, el VAN y el TIR de la inversión.

Con el PAYBACK se comprueba que la recuperación de la inversión se obtiene a los 4 años para las tres hipótesis y que el proyecto es viable para todas ellas ya que, aunque la inversión inicial es elevada, los beneficios ligados a la misma también lo son.

El VAN y TIR es respectivamente 120.305.351,25 € y 38% para placas a 36 grados, 93.191.247,84 € y 36% para placas en horizontal y 171.888.136,53 € y 43% para seguimiento de eje.

Una vez se evalúan los resultados obtenidos, se considera que la opción de las placas inclinadas al ángulo óptimo, 36 grados, con estructura fija, es la opción más eficiente ya que aunque los beneficios son mayores en el de seguimiento de eje y el mayor coste inicial de esta propuesta se ve compensado con los beneficios, se estaría utilizando casi la totalidad del terreno disponible por lo que para realizar una ampliación de la instalación solar a partir de los beneficios obtenidos sería más costoso, puesto que, sería necesario, una ampliación del terreno y el precio de esta para la ampliación, encarecería la instalación.

Una vez se cierra el punto anterior, se considera la factibilidad de la utilización de placas monocristalinas y policristalinas.

Por tanto, se obtiene la energía producida por placas policristalinas el primer año obteniéndose 14100000,00 kWh/año, un presupuesto de 7.992.805,64 €, unos costes y beneficios a 30 años de 18.561.099,13 € y 86.902.956,71 € respectivamente lo que supone un VAN de 97.365.607,27 € y un TIR del 44%.

Finalmente, se opta por el uso de placas monocristalinas.

ÍNDICE CONTENIDOS

Agradecimientos	I
Resumen	II
Resum	III
Abstract	IV
Resumen ejecutivo	V
1.Introducción.....	1
1.1 Sector de la instalación	2
1.2 Análisis competidores	2
1.3 Mercado actual y barreras de las instalaciones.....	2
1.4 Mercado futuro.....	3
1.5 Elección territorial de la instalación.....	3
2.Memoria descriptiva	5
2.1 Objeto del proyecto.....	6
2.2 Localización y dimensiones del terreno.....	6
2.3 Restricciones y requisitos.....	8
2.4 Descripción de los equipos que componen la instalación	9
2.4.1 Paneles fotovoltaicos.....	9
2.4.2 Inversores solares	11
2.4.3 Estaciones de potencia	12
2.4.4 SAI y analizadores.....	13
2.4.5 Power plant controller.....	14
2.4.6 Estructura paneles solares	15
2.4.7 Cableado	17
2.4.7.1 Cableado Baja tensión.....	17
2.4.7.2 Cableado Media tensión	17
2.4.8 Sistema seguridad	18
3.Cálculos y equipos de la instalación	19
3.1. Paneles fotovoltaicos.....	20
3.1.1 Placas monocristalinas.....	20
3.1.2 Placas policristalinas	23
3.2. Inversor solar.....	23
3.3. Estaciones solares.....	26
3.4 Sombras y distancias	27
3.4.1 Placas inclinadas el ángulo óptimo.....	27

3.4.1.1 Placas monocristalinas	27
3.4.1.2 Placas policristalinas	28
3.4.2 Placas situadas horizontalmente	28
3.4.3 Placas con seguimiento de eje	28
3.5 Cálculos para la instalación de media tensión	30
3.5.1 Límite térmico de la línea	31
3.5.2 Potencia transportada	33
3.5.3 Caída de tensión en la línea	34
3.5.4 Cortocircuitos	35
3.6 Cálculos para la instalación de baja tensión	41
3.6.1 Cableado interconexiónado Skid con Inversor.....	41
3.6.1.1 Límite térmico de la línea.....	41
3.6.1.2 Pérdidas de potencia en régimen nominal	45
3.6.1.3 Caída tensión de la línea	45
3.6.2 Cableado ramales placas solares	46
3.6.2.1 Límite térmico	46
3.6.2.2 Pérdidas potencia	50
3.6.2.3 Caída de tensión.....	50
3.6.3 Cableado de placas solares a inversor.....	51
3.6.3.1 Límite térmico	51
3.6.3.2 Pérdidas de potencia.....	51
3.6.3.3 Caída de tensión.....	51
3.7 Cableado línea evacuación.....	52
3.8 Protecciones líneas de la instalación	52
3.8.1 Protección contracortocircuitos	52
3.8.1.1 En el lado de CC.....	52
3.8.1.2 En el lado de CA, a la salida del inversor.....	54
3.8.1.3 En el lado de CA, a la salida del trafo de MT.....	55
3.8.2 Protección contra sobretensiones.....	55
3.8.3 Protección contactos directos e indirectos y puesta a tierra.....	56
3.8.3.1 Puesta a tierra en ca	56
3.8.3.1.1 Cálculo mediante cortocircuito	56
3.8.3.1.2 Cálculo mediante tabla	61
3.8.3.1 Puesta a tierra en cc.....	62
3.9 Estudio energético instalación	63
3.9.1 Irradiación anual de la instalación.	63
3.9.2 Balance pérdidas	64
3.9.3 Energía producida anualmente.	67
3.9.3.1 Placas monocristalinas estructura fija 36 grados.....	67
3.9.3.2 Placas monocristalinas planas.....	68
3.9.3.3 Placas monocristalinas con seguimiento de eje.....	69
3.9.3.4 Placas policristalinas estructura fija 36 grados	70
4. Estudio económico	72
4.1 Presupuesto	73
4.2 Financiación.....	81

4.3 Costes	85
4.3.1 Coste de seguro	85
4.3.2 Coste de limpieza	90
4.3.3 Coste de mantenimiento	91
4.3.4 Reposiciones	91
4.3.5 IAE	91
4.3.6 IBI	92
4.3.7 ICIO	93
4.3.8 Costes financieros y depreciación	93
4.3.9 Resumen	93
4.4 Beneficios	100
4.5 PAYBACK	108
4.6 VAN y TIR	112
5.Conclusiones	114
6.Bibliografía	115
ANEXO:PLANOS	117

ÍNDICE FIGURAS

Figura 1: Análisis energías Renovables España (REE)	2
Figura 2: Evolución Energías solar fotovoltaica en España(REE)	3
Figura 3: Potencia Instalada por comunidad autónoma (OVACEN)	4
Figura 4: Temperaturas medias en la Provincia de Valencia (hikersbay)	4
Figura 5: Emplazamiento de la instalación (Google maps).....	6
Figura 6: Distancia zona casco urbano(google maps)	7
Figura 7: Vista aérea emplazamiento de la instalación (google maps)	8
Figura 8: Conexión elementos instalación (power electronics)	9
Figura 9: Módulo fotovoltaico del proyecto(exiom)	10
Figura 10: Dimensiones del módulo seleccionado (exiom)	11
Figura 11: Inversor solar seleccionado (power electronics).....	11
Figura 12: Etapa de potencia seleccionada (power electronics)	12
Figura 13: Equipo SAI de la instalación (salicru)	13
Figura 14: Analizar de redes para estación de potencia (circutor).....	14
Figura 15: Analizar de redes para inversor (circutor).....	14
Figura 16: PPCs de la instalación (power electronics)	14
Figura 17: Gráfico regulación de la potencia (izq) y de la tensión (dcha) a partir del PPC (power electronics)	15
Figura 18: Estructura de módulos fotovoltaicos de la instalación (AXIAL)	16
Figura 19: Porcentaje de humedad en el último año en Liria (Weather spark)	16
Figura 20: Cableado Baja Tensión (pRYSMIAN).....	17
Figura 21: Cableado Media Tensión (ELAND).....	18
Figura 22: Gráfico rendimiento placa con seguimiento de un eje (SLB).....	18
Figura 23: Curva I-V paneles (EXION)	20
Figura 24: Simulación temperaturas en un año en la zona de la instalación (SOLAER)	21
Figura 25: Simulación irradiancia para un día de julio (PVGIS).....	21
Figura 26: PR para 3+1 inversores y para 4 inversores respectivamente (PVSYST).....	25

Figura 27: Esquema seguidor de un eje (patentados).....	29
Figura 28: Vista frontal Skid armario de baja y celdas de protección (power electronics)	30
Figura 29: Equivalencia para cálculo I_{pcc} (UNE-EN 60075-6).....	36
Figura 30: Equivalencia para cálculo I_b (UNE-60909-0)	37
Figura 31: Tiempo respuesta disyuntor curva fase (ekor).....	38
Figura 32: Extracto norma para el cálculo caída tensión (UNE-HD 60364-5).....	46
Figura 33: Gráfico fusible gPV (SOCOME)C	54
Figura 34: Protector sobretensiones de la instalación (DEHN)	56
Figura 35: Sección conductor dependiendo de la temperatura y la intensidad (UNE-HD 60364-5).....	57
Figura 36: Sección mínima (UNE-HD 60364-5).....	57
Figura 37: Curva disparo disyuntor fallo tierra (EKOR).....	59
Figura 38: Sección mínima de tierra intensidad (UNE-HD 60364-5)	61
Figura 39: Puesta a tierra esquema IT (SLIDESHARE)	62
Figura 40: Puesta a tierra placas solares (SOLAER)	63
Figura 41: Radiación solar en España (AEMET)	64
Figura 42: Energía producida en un año por la instalación (PVGIS)	68
Figura 43: Energía producida en un año por la instalación (PVGIS)	69
Figura 44: Energía producida en un año por la instalación (PVGIS)	70
Figura 45: Energía producida en un año por la instalación (PVGIS)	71
Figura 46: Resumen presupuesto estructura fija placas monocristalinas	80
Figura 47: Resumen presupuesto estructura plana	80
Figura 48: Resumen presupuesto estructura con seguimiento de eje.....	81
Figura 49: Resumen presupuesto estructura fija placas policristalinas	81
Figura 50: Inflación histórica España (INFLATION.EU).....	85
Figura 51: Gráfico coste estructura fija placas monocristalinas.....	98
Figura 52: Gráfico coste placas horizontales.....	98
Figura 53: Gráfico coste seguimiento de eje	99
Figura 54: Gráfico coste estructura fija placas policristalinas	99
Figura 55: modificación (Real Decreto 1578/2008).....	101
Figura 56: Gráfico Beneficio estructura fija placas monocristalinas	102
Figura 57: Gráfico Beneficio placas horizontales.....	103
Figura 58: Gráfico Beneficio seguimiento de eje.....	104
Figura 59: Gráfico Beneficio estructura fija placas policristalinas.....	105
Figura 60: Beneficios versus Costes estructura fija monocristalina	106
Figura 61: Beneficios versus Costes placas planas	106
Figura 62: Beneficios versus Costes placas con seguimiento de eje	107
Figura 63: Beneficios versus Costes estructura fija policristalina.....	107
Figura 64: Payback instalación estructura fija placas monocristalinas.....	109
Figura 65: Payback instalación placas horizontales.....	110
Figura 66: Payback instalación seguimiento de eje.....	111
Figura 67: Payback instalación estructura fija placas policristalinas.....	112

ÍNDICE TABLAS

Tabla 1: Secciones baja tensión empleados.....	17
Tabla 2: Características principales paneles fotovoltaicos monocristalinos	20
Tabla 3: Características principales paneles fotovoltaicos policristalinos.....	23
Tabla 4: Características principales inversores.....	24
Tabla 5: Balance potencias SSAA	27
Tabla 6: Coeficiente k respecto latitud (IDEA).....	28
Tabla 7: Parámetros transformador MT.....	31

Tabla 8: Parámetros cable MT (Prysmian)	31
Tabla 9: Condiciones de servicio permanente y cortocircuito (ITC-LAT 06)	32
Tabla 10: Factor corrección cable unipolar en bandeja continua (ITC-LAT 06)	32
Tabla 11: Factor corrección temperatura distinta a 40°C (ITC-LAT 06)	32
Tabla 12: Resistencia y reactancia de la línea de MT (Prysmian)	34
Tabla 13: Potencia aparente de cortocircuito en la red (UNE-EN 60075-6)	35
Tabla 14: Factor de tensión c (UNE-60909-0)	36
Tabla 15: Intensidad de corto que soporta el conductor (Prysmian)	37
Tabla 16: Potencia aparente de cortocircuito de la red (UNE-EN 60075-6)	39
Tabla 17: Características cable según su sección (Prysmian)	41
Tabla 18: Métodos válidos de disposición cableado (UNE-HD 60364-5)	42
Tabla 19: Métodos de instalación de referencia (UNE-HD 60364-5)	42
Tabla 20: Corriente admisibles según el tipo de instalación y sección (UNE-HD 60364-5)	43
Tabla 21: Datos inversor de la instalación	44
Tabla 22: Métodos instalación (UNE-HD 60364-5)	47
Tabla 23: Intensidad máxima dependiendo sección e instalación (UNE-HD 60364-5)	48
Tabla 24: Factor corrección temperatura (UNE-HD 60364-5)	48
Tabla 25: Factor corrección agrupamiento cables (UNE-HD 60364-5)	49
Tabla 26: Datos placas	50
Tabla 27: Datos transformador MT	52
Tabla 28: Calibre fusible gPV (SOCOME)	53
Tabla 29: Impedancia de cortocircuito en % según potencia (IEC-60781)	58
Tabla 30: Corriente monofásica de defecto de arco fase y tierra (IEC 60865-1)	58
Tabla 31: Sección mínima conductor (UNE-HD 6364-5)	61
Tabla 32: Sección mínima puesta a tierra cc (SLIDESHARE)	62
Tabla 33: Balance Pérdidas Estructura Fija 36º monocristalina	66
Tabla 34: Balance Pérdidas placas ubicadas horizontalmente	66
Tabla 35: Balance Pérdidas Estructura con seguimiento	67
Tabla 36: Balance Pérdidas Estructura FIJA 36º policristalina	67
Tabla 37: Resultados obtenidos simulación placas estructura fija (PVGIS)	67
Tabla 38: Resultados obtenidos simulación placas planas (PVGIS)	68
Tabla 39: Resultados obtenidos simulación placas con seguimiento (PVGIS)	69
Tabla 40: Resultados obtenidos simulación placas policristalinas (PVGIS)	70
Tabla 41: Presupuesto de la instalación estructura fija placas monocristalinas	75
Tabla 42: Presupuesto de la instalación estructura plana	76
Tabla 43: Presupuesto de la instalación seguimiento de eje	78
Tabla 44: Presupuesto de la instalación placas policristalinas	79
Tabla 45: Extracto Real Decreto retribución energía solar art.9 (661/2007)	82
Tabla 46: Resumen aval fotovoltaico	83
Tabla 47: Resumen financiación estructura fija monocristalinas	83
Tabla 48: Resumen financiación placas horizontales	84
Tabla 49: Resumen financiación seguimiento eje	84
Tabla 50: Resumen financiación estructura fija placas policristalinas	84
Tabla 51: Amortizaciones lineales valores máximo (Agencia Tributaria)	86
Tabla 52: Coste seguro instalación a 30 años estructura fija monocristalina	87
Tabla 53: Coste seguro instalación a 30 años placas horizontales	88
Tabla 54: Coste seguro instalación a 30 años con seguimiento	89
Tabla 55: Coste seguro instalación a 30 años estructura fija policristalina	90
Tabla 56: Extracto BOE, 29-septiembre-1990	92
Tabla 57: Variación anual IBI (Ayuntamiento Lliria)	92
Tabla 58: Resumen costes placas monocristalinas estructura fija 36 grados	94
Tabla 59: Resumen costes placas monocristalinas placas en horizontal	95
Tabla 60: Resumen costes placas monocristalinas con seguimiento de eje	96

Tabla 61: Resumen costes placas policristalinas estructura fija 36 grados	97
Tabla 62: Tarifas dependiendo tipo instalación (Real Decreto 1578/2008)	100
Tabla 63: Beneficios anuales instalación estructura fija placas monocristalinas	102
Tabla 64: Beneficios anuales instalación placas horizontales	103
Tabla 65: Beneficios anuales instalación placas con seguimiento de eje	104
Tabla 66: Beneficios anuales instalación estructura fija placas policristalinas	105
Tabla 67: Payback instalación estructura fija placas monocristalinas	108
Tabla 68: Payback instalación placas horizontales	109
Tabla 69: Payback instalación seguimiento de eje	110
Tabla 70: Payback instalación estructura fija placas policristalinas	111
Tabla 71: VAN y TIR estructura fija placas monocristalinas	113
Tabla 72: VAN y TIR placas planas	113
Tabla 73: VAN y TIR seguimiento de eje	113
Tabla 74: VAN y TIR estructura fija placas policristalinas	113

1.INTRODUCCIÓN

1.1 SECTOR DE LA INSTALACIÓN

La instalación solar fotovoltaica entra dentro de las instalaciones de energías renovables destinadas a la producción de energía.

La inversión hacia este tipo de energías como alternativa a las centrales de carbono, nucleares y ciclo combinado entre otros, tuvieron una época de recesión debido a su mayor costo inicial al producir energía.

En la actualidad están teniendo un mayor auge debido a la concienciación del cambio climático y a los objetivos de desarrollo sostenible (ODS) de la Organización de Naciones Unidas (ONU). Por ende, la Unión Europea estableció un acuerdo cuyo objetivo para el 2030 es obtener un 32% de energía global como energía con origen renovable por tanto el desarrollo de estas instalaciones es decisivo para llegar a los objetivos establecidos.

1.2 ANÁLISIS COMPETIDORES

Ligado a lo anterior, los mayores adversarios para el desarrollo de esta tecnología son las restantes energías renovables que se encuentran en el mercado actual.

Si se realiza un análisis de las energías renovables en España en 2017 según los datos de la Red Eléctrica de España (REE) se observa que la energía fotovoltaica es la tercera fuente renovable después de la energía eólica e hidráulica:

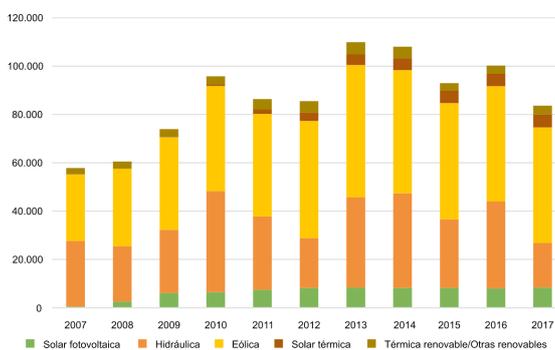


FIGURA 1: ANÁLISIS ENERGÍAS RENOVABLES ESPAÑA (REE)

1.3 MERCADO ACTUAL Y BARRERAS DE LAS INSTALACIONES

Si se observan los datos obtenidos hasta la fecha por REE, el auge de instalaciones solares tuvo su punto culminante en 2008 que coincide con el periodo en el que se dotaron a los propietarios de la instalación de subvenciones de manera que se hiciera frente a la inversión inicial.

Con la eliminación de estas subvenciones el estancamiento de inversión de esta tecnología fue inminente.

Figura 1.4. Evolución de la potencia instalada solar fotovoltaica en España (MW).

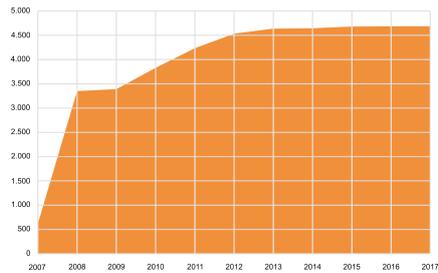


FIGURA 2: EVOLUCIÓN ENERGÍAS SOLAR FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA(REE)

Cómo se observa en la figura anterior, a partir del 2010 se volvió a obtener un aumento de la potencia instalada, aunque más paulatino.

Para 2019 REE ha recopilado que el aumento de las energías renovables es considerable y sobre todo por el impulso de la energía solar ya que se ha obtenido un incremento cercano al 17%.

1.4 MERCADO FUTURO

El aumento en 2019 de la potencia instalada en el mundo de energía fotovoltaica es un dato a destacar ya que el crecimiento de la misma ha tenido un aumento considerable si se compara con los años anteriores.

Este aumento ha sido liderado sobre todo por la Unión Europea y en concreto por España. Según estudios, el aumento tan drástico que se ha originado por esta energía en el último año, es debido a la disminución de precios de los componentes, lo que ha hecho que sea una energía más competitiva, si se compara con la eólica.

Este abaratamiento de costes es en parte a la inversión del desarrollo tecnológico de estas instalaciones, lo cual ha propiciado a obtener equipos más eficientes para este campo de aplicación y con materiales más económicos ya sea en inversión inicial o en el mantenimiento posterior.

Estos avances se han originado en parte a la incidencia de políticas públicas directas al desarrollo de este tipo de instalación.

1.5 ELECCIÓN TERRITORIAL DE LA INSTALACIÓN

Si se observa la energía fotovoltaica instalada en España se observa que la Comunidad Valencia se encuentra en la media, siendo las comunidades con más inversión en esta energía Castilla La Mancha y Andalucía.

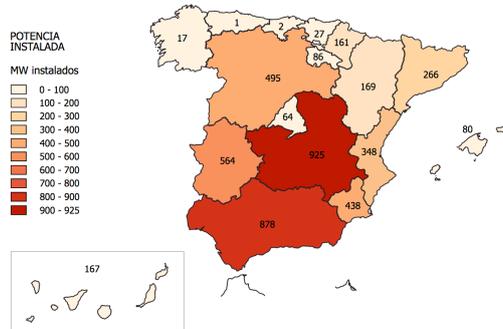


FIGURA 3: POTENCIA INSTALADA POR COMUNIDAD AUTÓNOMA (OVACEN)

La cantidad de horas de sol en la comunidad y en concreto en la provincia de Valencia, donde se va a ubicar la instalación, resulta relevante ya que los días de sol al año se encuentran alrededor de 300, por lo que la producción de energía será máxima para más de la mitad del año.

En contraposición, las elevadas temperaturas pueden afectar al rendimiento de las placas solares negativamente, aunque al ser una zona con cercanía al mar las temperaturas son más estables que una zona de interior por lo que los cambios de temperatura bruscos serán inferiores, sobre todo teniendo en cuenta que, el rendimiento de las placas, es más afectado cuando se superan los 40°C, situación que pocas veces se suele dar ya que en la provincia hay máximas de 35°C como se muestra en la siguiente gráfica sacado de un estudio climatológico de la provincia.

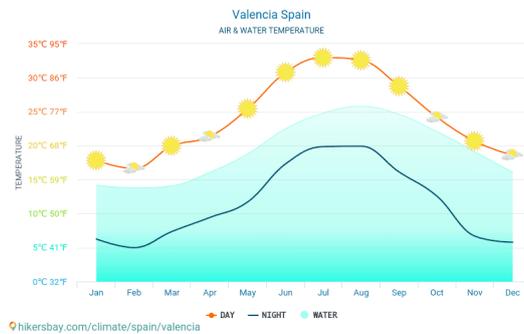


FIGURA 4: TEMPERATURAS MEDIAS EN LA PROVINCIA DE VALENCIA (HIKERSBAY)

2.MEMORIA DESCRIPTIVA

2.1 OBJETO DEL PROYECTO

En el presente trabajo se desarrolla el diseño de una instalación fotovoltaica conectada a red de 10MWp en un emplazamiento próximo al municipio de Llíria. La elección final consta de 34000 paneles, 4 inversores, 4 estaciones de potencia, 2 Power Plant Controller (de ahora en adelante PPC) y sus respectivos cableado y protecciones.

Para su realización se definen las características técnicas necesarias buscando los equipos que más se adecuan tanto económicamente como técnicamente, de manera que se realiza una descripción de los cálculos realizados para el dimensionamiento de la instalación, el estudio económico de la instalación, el emplazamiento, dimensiones y distancias para las cuatro hipótesis que serán nombradas a lo largo de todo el documento.

2.2 LOCALIZACIÓN Y DIMENSIONES DEL TERRENO

Cómo se ha indicado en el anterior apartado, la instalación se va a realizar en una zona próxima al municipio de Llíria aprovechando un terreno sin ningún tipo de actividad, ni agrícola ni industrial.

Además de lo anterior se ha tenido en cuenta la proximidad a la CV-339. Como se muestra en la siguiente figura, remarcando en naranja la zona de la instalación:

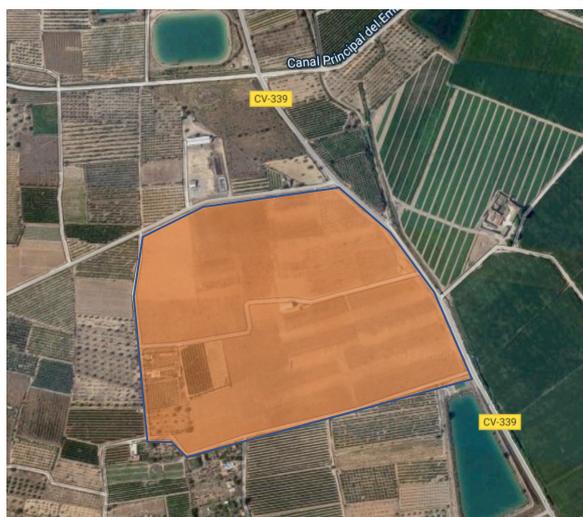


FIGURA 5: EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN (GOOGLE MAPS)

Destacar que en el plano 1 del presente documento en el apartado Anexo se encuentra más detallado el emplazamiento del cultivo solar.

Por otra parte, se está trabajando en la actualidad en una subestación eléctrica próxima al polígono industrial de Carrases (indicado también en el plano 1), por tanto, de esta manera se facilita la evacuación de la energía que generará la instalación.

Cabe destacar que esta subestación suplirá el consumo en el polígono industrial citado, en el hospital de Lliria y el casco urbano como las urbanizaciones colindantes a la zona.

Además de lo anterior la parcela seleccionada es llana, lo cual facilita la disposición de los equipos de la instalación y evita posteriores sombreados entre las placas debidas al desnivel citado. De todas formas, antes de la instalación de los equipos, se procederá a realizar el allanamiento del terreno con el fin de evitar deslizamiento de tierras lo cual será beneficioso para la instalación y no supone un sobre coste elevado.

Las coordenadas del emplazamiento son las siguientes:

39°42'46.9"N 0°39'53.7"W
Lliria, Valencia
Código Postal: 46160

Por otra parte, se accede el terreno por la CV-339 y además el terreno se encuentra a 13 km del caso urbano de Lliria:

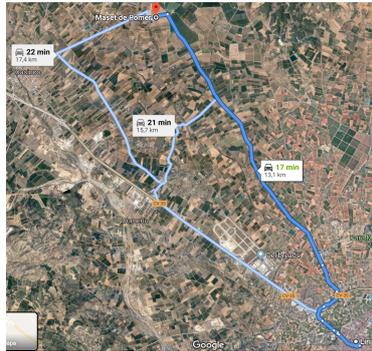


FIGURA 6: DISTANCIA ZONA CASCO URBANO(GOOGLE MAPS)

A continuación, se muestra la vista aérea del emplazamiento obtenida mediante Google Maps:



FIGURA 7: VISTA AÉREA EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN (GOOGLE MAPS)

Por último, cabe destacar que el área del terreno consta de 27 hectáreas en cuyo caso es suficiente para las dimensiones de la instalación diseñada como se desarrollará en el apartado 3. Cálculos de este documento y en el plano 6 dónde se muestra la disposición de placas para la solución final optada.

Por otro lado, uno de los proveedores de la instalación tiene la fábrica a escasos kilómetros del emplazamiento por lo que el transporte de los equipos y el posterior mantenimiento tendrá costes mucho más bajos, siendo esto aplicable para los equipos inversores, estaciones de potencia y las PPCs, siendo reducidos los costes debidos al transporte.

2.3 RESTRICCIONES Y REQUISITOS

Se quiere disponer de una instalación solar fotovoltaica para sacar rendimiento a tierras sin ninguna actividad.

Además de ello, se pretende disponer de una instalación de 10MWp solar fotovoltaica conexonada a red y que tanto los cálculos de cableado, protecciones como los equipos empleados se deberán adecuar a la normativa de la Comisión Electrotécnica Internacional (a partir de ahora IEC) al ser una instalación en España.

Por último, es necesario que parte de la potencia generada sirva para los servicios auxiliares de la instalación, disponiendo de un transformador de 15KVA para suplir dichas necesidades. Con dicha potencia además se alimentaría la UPS de algunos de los servicios auxiliares citados, dejándose reflejado en el plano 3 del presente documento.

Dicho lo anterior, para garantizar el correcto funcionamiento de la instalación se ha considerado poder visualizar en todo momento el estado de la tensión e intensidad tanto del inversor como de los servicios auxiliares del SKID, por tanto, se dispondrán de dos analizadores de redes en el SKID como se mostrará en apartados posteriores.

2.4 DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS QUE COMPONEN LA INSTALACIÓN

Cómo se ha citado en el objeto de este mismo documento, la instalación constará de 34000 paneles solares fotovoltaicos monocristalinos, 4 inversores solares, 4 estaciones de potencia y 2 PPCs:

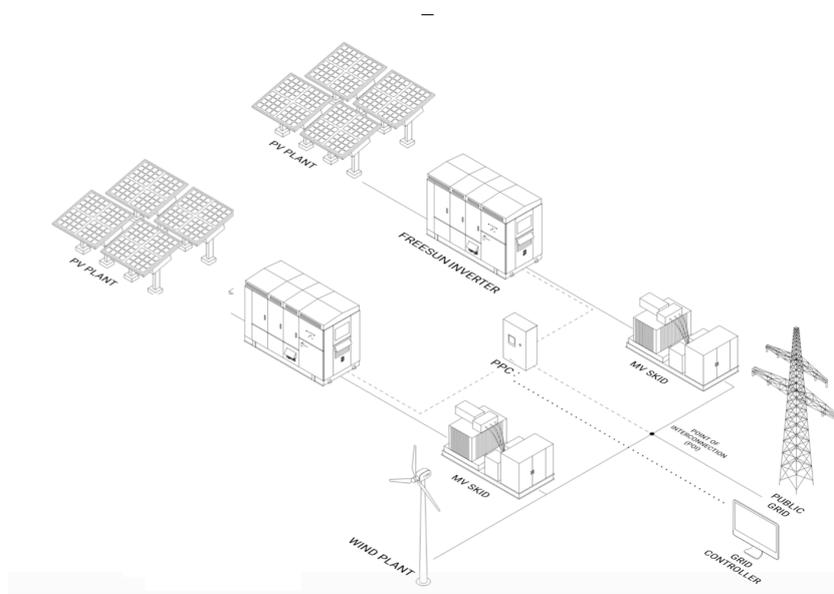


FIGURA 8: CONEXIÓN ELEMENTOS INSTALACIÓN (POWER ELECTRONICS)

Destacar que la instalación mostrada en la figura sería para una PPC, para la otra PPC sería idéntica.

Por un lado, en el plano 2 y 3 se detallan el conexionado de los componentes que conforman la instalación.

Por otro lado, en los siguientes puntos, se detallará de manera individual las características principales de cada uno de los equipos.

2.4.1 Paneles fotovoltaicos

Se han seleccionado para este proyecto placas fotovoltaicas monocristalinas ya que la eficiencia y el rendimiento de estas son mayores que en el caso de las placas policristalinas.

Para dejar garantizado lo que se cita en el apartado anterior, se realiza en el presente proyecto el estudio de la rentabilidad de disponer de placas policristalinas y de monocristalinas, para la

disposición de placas seleccionada, destacando que, al tratarse de un proyecto a largo plazo, resulta más rentable la utilización de placas monocristalinas.

El estudio de los dos tipos de placas solares queda reflejado en los apartados tres y cuatro del presente documento; cálculos de la instalación y estudio económico.

Por tanto, se ha seleccionado los módulos fotovoltaicos EX295M6 del fabricante EXIOM SOLUTIONS:



FIGURA 9: MÓDULO FOTOVOLTAICO DEL PROYECTO(EXIOM)

La potencia del panel es de 290 Wp lo que al ser de una potencia elevada cada módulo, permite que se tenga que disponer de menos módulos y a su vez de menos cableado, por lo que, se aprovecha de manera más eficiente el espacio y se reducen las pérdidas.

A su vez las dimensiones de la placa son las que se muestran a continuación, lo cual se tendrá que tener en cuenta para la posterior disposición de las mismas y para el cálculo de distancias entre filas para evitar la disminución del rendimiento debido al sombreado.

La distancia entre filas se encuentra más detallado en el plano 4 y en el apartado 3. Cálculos de este documento.

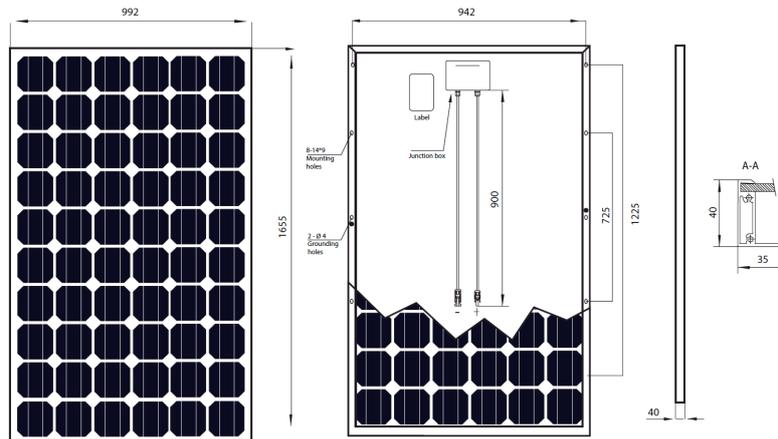


FIGURA 10: DIMENSIONES DEL MÓDULO SELECCIONADO (EXIOM)

Cabe destacar que el módulo está certificado con las normas ISO y con las normas IEC

2.4.2 Inversores solares

El inversor solar seleccionado es un inversor solar de 3,25 MW modelo FreeSun HEMK del fabricante Power Electronics:



FIGURA 11: INVERSOR SOLAR SELECCIONADO (POWER ELECTRONICS)

Se ha seleccionado este inversor por la alta potencia que brinda de manera que para una instalación de 10MWp sólo sea necesario de 4 inversores para la instalación, lo cual reduce costes y dimensiones de la instalación.

Por otra parte, permite una solución muy compacta ya que son inversores de alta potencia siendo 4x1 metros de largo y ancho por lo que la superficie ocupada es mínima siendo esto un factor a considerar en la instalación de este proyecto.

Siguiendo esta temática, también se estudió seleccionar el inversor FreeSun HEM del mismo fabricante, ya que es una solución más compacta al introducirse en el mismo la estación de potencia, es decir el transformador de media, el transformador auxiliar y las celdas de protección irían compactados con el inversor, reduciendo considerablemente el espacio ocupado por dichos equipos.

Se descartó dicha opción por disponer de servicio de alimentación ininterrumpida (SAI) y control tanto del inversor como de los servicios auxiliares por lo que la opción más atractiva para ello era la estación solar del mismo fabricante que se presenta en el siguiente apartado.

Por otro lado, al igual que los módulos fotovoltaicos los inversores solares cumplen con la IEC.

2.4.3 Estaciones de potencia

Se pretende disponer de unos servicios auxiliares por lo que se opta por seleccionar una estación de potencia MV SKID del fabricante Power Electronics debido a que las exigencias de consumo de estos servicios auxiliares, así como el transformador de media tensión y las celdas de protección se adecuaban a la instalación de este proyecto:

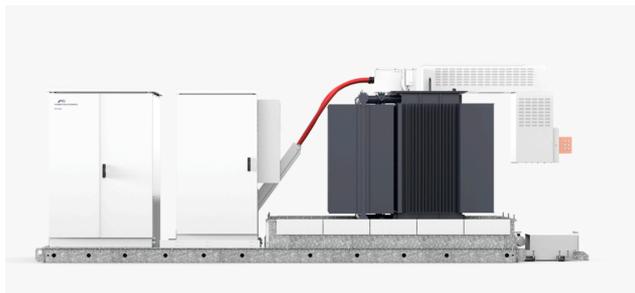


FIGURA 12: ETAPA DE POTENCIA SELECCIONADA (POWER ELECTRONICS)

La interconexión se realizará de manera modular entre el SKID y el inversor y a su vez este último con el PPC, es decir mediante conectores se realizará el conexionado de manera que si se produce algún fallo en cualquiera de los componentes no sea necesario hacer todo el recableado de cada uno de los aparatos.

Esto permite facilitar las labores de mantenimiento y reducir las horas de las mismas.

El SKID cumple también con las normas IEC.

Además, se instalará en el mismo SKID una instalación SAI (sistema de alimentación ininterrumpida) que se detallará en el siguiente apartado y dos analizadores de redes; tanto para el inversor como para el SKID además del equipo de seguridad de cámaras y alarmas de la

propia instalación para que no tenga que estar una persona in situ vigilando de la instalación lo que conllevará una mayor inversión inicial, pero a su vez una reducción de costes posterior.

2.4.4 SAI y analizadores

Dentro del SKID se va a incorporar una estación de SAI para que, aunque se produzca un corto en el suministro de energía, se pueda proporcionar energía eléctrica a los elementos de control de la instalación, además de la iluminación de la planta de cada uno de los equipos, los detectores de humo y las cámaras de vigilancia de manera que, aunque haya una falla, siga la planta protegida.

Destacar que se barajó la utilización de un generador auxiliar en vez del SAI para suplir con esta aplicación, pero el fabricante del propio inversor-SKID no lo tenía como opción del equipo incluir esta solución y por tanto resultaba menos económico para desempeñar la misma función.

El SAI se instalará en el armario del SKID en la parte superior del armario de en medio de la figura 7 aislado térmicamente del compartimento inferior donde se dispondrá el cuadro de servicios auxiliares del cliente

Cómo para esta aplicación sólo se quiere alimentar el control de la instalación, se ha optado por un SAI de 6kVA modelo TWINPRO2 del fabricante SALICRU, con un tiempo de suministro interrumpido cuando no hay red eléctrica de 30 minutos.



FIGURA 13: EQUIPO SAI DE LA INSTALACIÓN (SALICRU)

Cabe destacar que es un SAI On-Line, por tanto, además de suministrar energía cuando hay fallo de suministro también corregirá inestabilidad de la frecuencia, distorsión armónica, disminución del ruido eléctrico, entre otros.

Por otro lado, también se dispondrá dentro del SKID dos analizadores de redes que irán dentro del cuadro de SSAA (servicios auxiliares del cliente); uno para el análisis de red del inversor y otro para el de los propios SSAA.

El modelo utilizado es el CVM-MINI del fabricante CIRCUTOR que se presenta a continuación para el de los SSAA:



FIGURA 14: ANALIZAR DE REDES PARA ESTACIÓN DE POTENCIA (CIRCUTOR)

En cambio, para el análisis del inversor se utiliza el modelo CVM-C10 del mismo fabricante ya que el mini no permite analizar tensiones tan elevadas como las que van a discurrir por el inversor.



FIGURA 15: ANALIZAR DE REDES PARA INVERSOR (CIRCUTOR)

2.4.5 Power plant controller

Se dispondrán de dos power plant controller para la regulación de la potencia.

Al ser el encargado de monitorear el punto de interconexión del SKID con la red pública y a su vez controlar la generación de energía:



FIGURA 16: PPCS DE LA INSTALACIÓN (POWER ELECTRONICS)

Lo expuesto lo realiza mediante un PLC (Power Line Communication) que realiza la interacción mediante señales analógicas/digitales y puertos de comunicación.

A continuación, se muestran los gráficos de la regulación de tensión a partir de la frecuencia del sistema y el control de la tensión a partir de comandar por la PPC a cada uno de los equipos que forman la planta la potencia reactiva a inyectar para estabilizar lo máximo posible la tensión y de esta manera evitar picos que puedan ocasionar problemas en el correcto funcionamiento, aportando energía de la manera más eficiente posible:

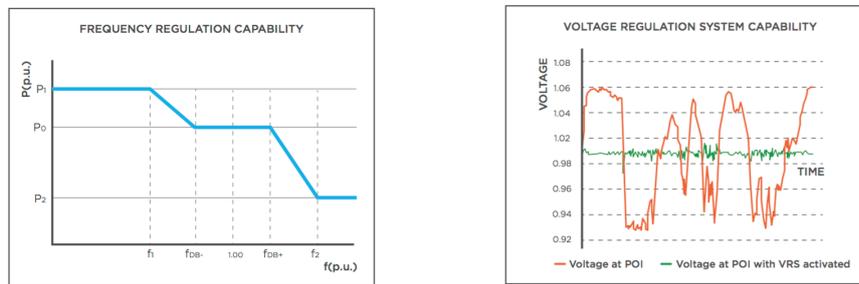


FIGURA 17: GRÁFICO REGULACIÓN DE LA POTENCIA (IZQ) Y DE LA TENSIÓN (DCHA) A PARTIR DEL PPC (POWER ELECTRONICS)

De esta manera, con la regulación de tensión se busca obtener valores lo más cercanos al valor nominal cómo se muestra en la línea verde del gráfico anterior a partir de la inyección de reactiva.

Mantener una tensión constante es importante para reducir la caída de tensión de los equipos (cómo máximo puede ser de un 5%) ya que los equipos están diseñados para trabajar dentro de un rango de tensiones y si se sitúa la tensión tanto por encima como por debajo de ese rango puede afectar al funcionamiento de la instalación y a su vez dañarla.

2.4.6 Estructura paneles solares

Se elige para la instalación una estructura fija del fabricante AXIAL que permite hasta series de 60 módulos por lo que se dispondrán de 17 módulos por soporte al ser la instalación de 34 placas enseriadas dispuestas en dos filas como se observa a continuación:

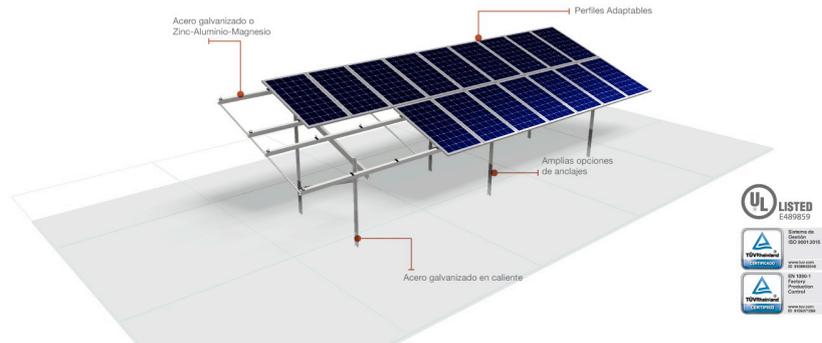


FIGURA 18: ESTRUCTURA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE LA INSTALACIÓN (AXIAL)

La estructura es de fácil instalación e irá anclada al suelo mediante cimentación según el código técnico de edificación tanto respecto a seguridad como respecto a sobrecargas por los factores climatológicos tales como lluvia, nieve, etc.

Por otra parte, los taladros de la estructura se realizarán anteriormente a realizarle el galvanizado de la misma utilizando a su vez tornillería galvanizada porque si se hace a posteriori perderá las propiedades.

Interesa galvanizar para evitar la oxidación por agentes como la humedad que como se muestra en la siguiente gráfica puede ser un factor crítico para meses de verano en la localidad:

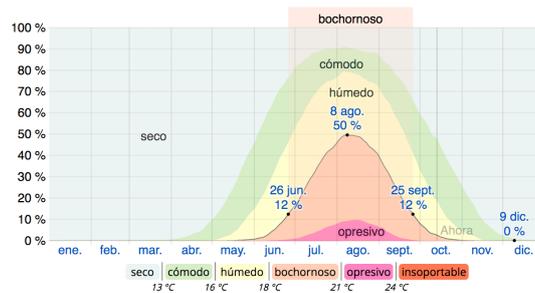


FIGURA 19: PORCENTAJE DE HUMEDAD EN EL ÚLTIMO AÑO EN LLIRIA (WEATHER SPARK)

Se ha elegido estructura fija con inclinación de 36 grados (grado óptimo para la zona de la instalación) haciendo un previo estudio, tanto de la estructura de seguimiento de un eje como de la disposición de las placas en horizontal, para obtener la mayor eficiencia de la instalación.

El análisis de lo anterior se muestra en los apartados siguientes.

2.4.7 Cableado

El cableado empleado para la interconexión de cada uno de los equipos de la instalación se puede dividir en dos grupos; el cableado de baja tensión y el de media tensión.

2.4.7.1 Cableado Baja tensión

El cableado de baja tensión abarca tanto la interconexión de las placas para formar el string como la unión de los strings para conectarlos al inversor y el interconexionado del SKID y el inversor.

Dicho esto, el cableado de baja tensión empleado será el del fabricante Prysmian Group siendo las secciones empleadas las recogidas en la siguiente tabla:

Tipo	Sección	
Cable interconexionado SKID-Inversor	300	mm ²
Cable interconexionado placas-inversor	240	mm ²
Cable ramales placas	1,5	mm ²

Tabla 1: Secciones baja tensión empleados

Los cálculos de esas secciones se disponen en el documento **3. Cálculos** de este proyecto.



FIGURA 20: CABLEADO BAJA TENSIÓN (PRYSMIAN)

2.4.7.2 Cableado Media tensión

Para el cableado de media tensión se dispone la línea de evacuación y la conexión entre el transformador de media tensión con las celdas de protección.

Para ambos casos se ha obtenido una sección de 95 mm² del fabricante Prysmian.

Los cálculos están determinados en el apartado **3. Cálculos** de este proyecto.

A continuación, se muestra una imagen del cable empleado para esta aplicación:



FIGURA 21: CABLEADO MEDIA TENSIÓN (PRYSMIAN)

2.4.8 Sistema seguridad

Al situarse la instalación en una zona alejada de la población y estando equipada por equipos de alto valor económico, puede resultar este tipo de instalaciones vulnerables a hurtos y manipulaciones de personas externas a la misma.

Por tanto, se ha optado para la instalación por un sistema de seguridad antirrobo formado por un sistema perimetral de vallas que funciona mediante fibra óptica plástica, la cual no se estropea ni se oxida, resiste a las inclemencias atmosféricas y tiene una vida media de un centenar de años por eso es óptima para instalaciones que se disponen en la interperie.

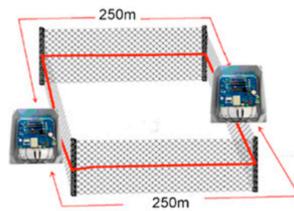


FIGURA 22: GRÁFICO RENDIMIENTO PLACA CON SEGUIMIENTO DE UN EJE (SLB)

Por tanto, teniendo en cuenta las dimensiones de la finca con la hipótesis final seleccionada, se va a disponer de 5 sensores ópticos del fabricante SLB SYSTEMS ;3 a lo largo y 2 a lo ancho de las vallas.

Al ser también el vallado nuevo, se ha hablado con el fabricante de sistema seguridad y también dispondrán el vallado de la instalación.

Estos sensores serán alimentados por el transformador auxiliar de la estación de potencia de la misma instalación y conectado al SAI para cuando se produzca un fallo eléctrico.

Del mismo modo, el sistema se conecta a una central receptora de alarmas durante los 365 días del año 24 horas para dar aviso cuando el sensor detecte intrusión dentro de la instalación.

3.CÁLCULOS Y EQUIPOS DE LA INSTALACIÓN

3.1. PANELES FOTOVOLTAICOS

3.1.1 Placas monocristalinas

En primera instancia, se ha elegido para este proyecto los paneles monocristalinos EXIOM debido a su elevada eficiencia y que de esta manera sea posible poder aprovechar de manera más óptima el espacio disponible para el cultivo solar.

Las características principales de estas placas se recogen en la siguiente tabla:

P=	295 W	Pmax=	-0,445% /°C
Eficiencia=	18%	Isc=	0,05% /°C
Vmp=	32,63 V	Voc=	-0,33% /°C
Imp=	9,04 A	Noct=	45 +2°C
Voc=	40,37 V	Tmin=	-40 °C
Isc=	9,57 A	Tmax=	85 °C

Tabla 2: Características principales paneles fotovoltaicos monocristalinos

Cabe destacar, que los módulos se disponen en arrays en serie y paralelo.

El enseriado de los paneles tiene una estrecha relación con la climatología de la zona donde se va a situar la instalación.

Para demostrar lo dicho anteriormente se adjuntan las curvas de I-V de las placas seleccionadas para este proyecto:

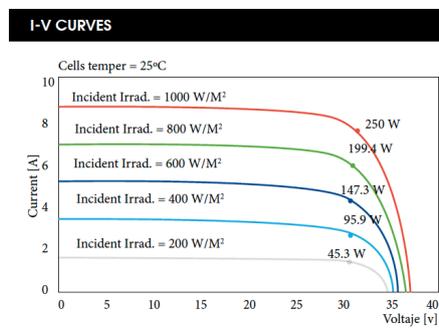


FIGURA 23: CURVA I-V PANELES (EXION)

Por tanto, se observa que los paneles son sensibles a la irradiancia ya que, cuanto mayor es la irradiancia lo es a su vez la intensidad en el panel.

Con la temperatura, sin embargo, ocurre lo siguiente; cuanto mayor es la temperatura menor es la tensión y viceversa.

No se ha adjuntado un gráfico de este fenómeno, porque en el caso que se nos atañe, no ha sido facilitada la gráfica por el fabricante, aunque si se observan hojas de características de otras placas, se observará que siempre se cumple lo citado anteriormente.

Por lo dicho, se ha realizado una estimación de los valores medios mensuales, mediante el programa PVGIS, de la temperatura del último año al que se realizó el estudio (2016) del cual se obtuvo cómo se verá en la siguiente imagen que las temperaturas máximas estuvieron en Julio en torno a los 38°C:

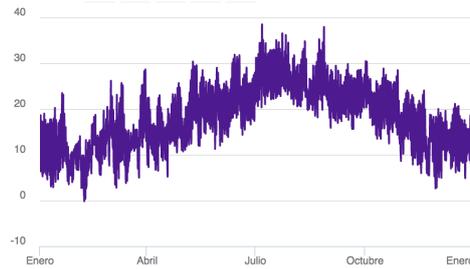


FIGURA 24: SIMULACIÓN TEMPERATURAS EN UN AÑO EN LA ZONA DE LA INSTALACIÓN (SOLAER)

Para que los cálculos se encuentren en el lado de la seguridad y teniendo en cuenta que las temperaturas son cada vez más elevadas, para la elaboración de la instalación se ha supuesto una temperatura máxima de 40°C para el cálculo de número mínimo de paneles en serie, mientras que para el cálculo de número de paneles máximo en serie será necesario conocer la temperatura mínima de la zona, en este caso 0°C.

Por otro lado, también es interesante conocer la irradiancia máxima y mínima que se produce en la zona, para ello se han observado las irradiancias de los meses de verano y nuevamente en la simulación se observa que los valores máximos se obtienen para el mes de julio.

El gráfico donde se muestra la irradiancia diaria para el mes de julio se muestra en la siguiente figura:

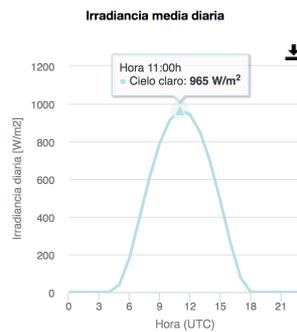


FIGURA 25: SIMULACIÓN IRRADIANCIA PARA UN DÍA DE JULIO (PVGIS)

Cabe destacar que, para asegurar la instalación, se han cogido los datos de irradiancia para cielo claro y a la hora de la realización de cálculos se va a partir de una irradiancia de 1.000 W/m².

Para irradiancia mínima se va a partir de cuándo la instalación no recibe nada de irradiación, es decir 0W/m².

Para proceder con el cálculo de las placas, previamente se tiene que conocer la variación de la tensión con la temperatura (con los datos de la tabla):

$$\beta = -0,33\%/^{\circ}\text{C}$$

$$\beta = -0,33 * 32,63\text{V} = -0,109\Delta\text{V}/^{\circ}\text{C}$$

De esta manera también se comprueba lo que se ha dicho previamente ya que el aumento de un grado de temperatura conlleva el decremento de 0,11 la tensión.

Por tanto, la temperatura máxima que puede soportar la célula se obtiene con la siguiente fórmula:

$$T_{c_{max}} = T_{max} + \frac{(T_{onc}-20)}{800} * E_{max} = 40 + \frac{(47-20)}{800} * 1000 = 73,75^{\circ}\text{C}$$

Por otro lado, la tensión mínima se define como:

$$V_{min} = V_{mp} + \beta * (T_{c_{max}} - 25) = 32,63 - 0,109 * (73,75 - 25) = 28,34 \text{ V}$$

Y a su vez la tensión máxima que puede circular por la celda:

$$V_{max} = V_{oc} * (1 + \%V_{oc} * (T_{min} - 25)) = 40,37 * (1 - 0,33 * (0 - 25)) = 43,74 \text{ V}$$

Y por tanto el número mínimo y máximo de paneles que se pueden posicionar en una serie es:

$$N_{s_{max}} = \frac{V_{dc_{maxinversor}}}{V_{max}} = \frac{1500}{43,74} = 34 \text{ paneles}$$

$$N_{s_{min}} = \frac{V_{dc_{mininversor}}}{V_{min}} = \frac{600}{28,34} = 22 \text{ paneles}$$

Estudiando los valores anteriores y teniendo en cuenta que la potencia pico de la instalación es elevada se ha supuesto el disponer en serie de un número de paneles máximo, es decir se dispondrán **en serie 34 paneles**.

Las ventajas que nos supone esto son:

- Menores costes de producción al aumentar las longitudes de las mesas lo que conlleva a su vez menores costes estructurales.
- Menor costes de cableado al tener menos strings.

Por otro lado, la instalación solar a diseñar es de aproximadamente 10MWp por lo que los paneles totales necesarios en la instalación serán: _____

$$N_{\text{paneles}_{\text{totalseries}}} \geq \frac{10 * 10^6}{34 * 295} = 997 \text{ paneles}$$

Haciendo un estudio y para facilitar la disposición de placas se va a sobredimensionar la instalación a un total de **1000 series** de placas, lo que hace un total de **34000** placas. Por tanto, la potencia pico de la instalación será de:

$$P_{\text{pico}_{\text{instalación}}} = 1000 * 34 * 295 = 10,03 \text{ MWp}$$

3.1.2 Placas policristalinas

Atendiendo a la primera hipótesis de la que se ha partido en este apartado se ha considerado el estudio de la utilización de placas policristalinas para dejar constancia de que el uso de las placas monocristalinas es la mejor alternativa tanto técnicamente como económicamente. Esto último se verá en el apartado 4. Estudio económico.

Por ello, se ha partido de placas policristalinas del fabricante ESPMC cuyas características técnicas se detallan en la siguiente tabla:

P=	280	W	Pmax=	-0,380%	/°C
Eficiencia=	17%		Isc=	0,09%	/°C
Vmp=	32,2	V	Voc=	-0,30%	/°C
Imp=	8,7	A	Noct=	45	°C
Voc=	37,8	V	Tmin=	-40	°C
Isc=	9,36	A	Tmax=	85	°C

Tabla 3: Características principales paneles fotovoltaicos policristalinos

Con estos datos y partiendo del mismo procedimiento que se ha seguido para la obtención de los módulos en serie y en paralelo de las placas monocristalinas, se estima que la temperatura máxima que puede soportar la célula es 71,25°C, menor que para el primer caso, que la tensión mínima y máxima será 28,46 y 40,6 V respectivamente, lo que determinan que las placas en serie deban ser como mínimo 22 y como máximo 36.

Debido a que se quiere producir 10MWp se dispondrán para el estudio de esta tipología 36 placas en serie disponiéndose 1000 series en paralelo, lo que determina 36000 placas en paralelo, obteniéndose una potencia pico de 10,08MWp.

3.2. INVERSOR SOLAR

Se van a disponer los inversores solares FreeSun HEMK de Power Electronics para la realización de esta instalación, debido a su alta durabilidad respecto a los agentes climatológicos (importante porque la instalación que se va a diseñar está en la intemperie) y al disponer de potencias elevadas en un espacio compacto y reducido permite un mayor aprovechamiento del espacio y disposición de menor número de equipos para la misma potencia por lo que

económicamente será más viable. Se muestra a continuación la tabla con las especificaciones técnicas del inversor:

Potencia	3250	kVA
Tensión AC	600-230	V
Tensión DC	1500-600	V
Frecuencia	50	Hz
Intensidad AC (máxima)	3127	A
Intensidad DC(máxima)	2500	A

Tabla 4: Características principales inversores

El inversor que se va a disponer es de 3,25 MWp por inversor, por tanto, y conociendo que instalar 10 MWp es un requisito de la instalación, el número de inversores necesario será:

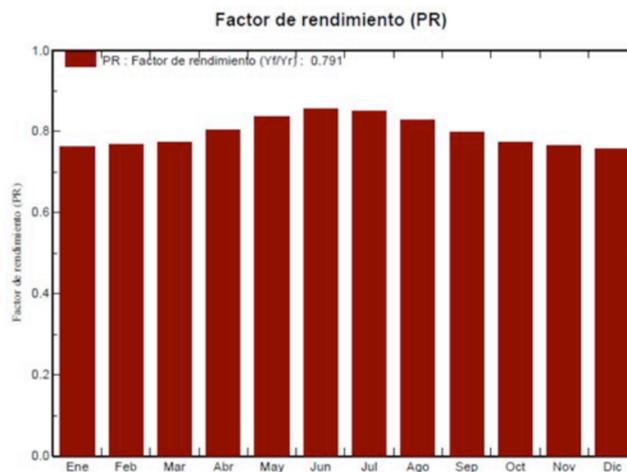
$$N_{inversores} = \frac{10,03}{3,25} = 3,1 \text{ inversores} \rightarrow 4 \text{ inversores}$$

A la vista de los resultados se pueden plantear dos escenarios.

- Repartir la potencia entre todos los inversores por igual
- Repartir la potencia resistiva por los tres primeros y dejar el cuarto para la potencia reactiva.

Después de realizar el estudio con el programa PVSYS en cuanto al cálculo de las pérdidas PR (factor de rendimiento) de la instalación se ha optado por el uso de 4 inversores con la potencia repartida lo más uniformemente posible.

A continuación, se va a justificar la opción adoptada:



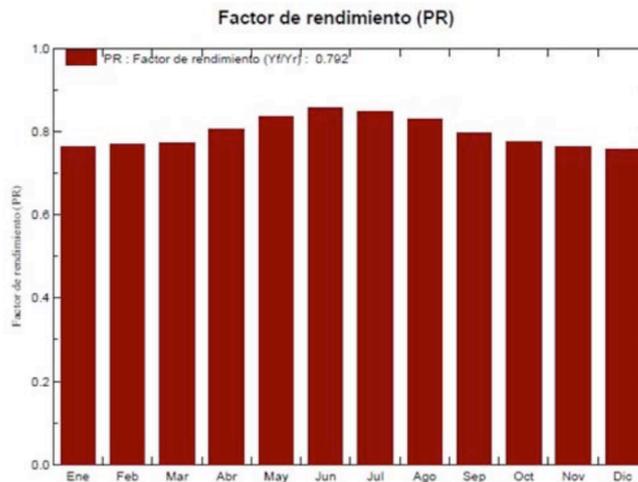


FIGURA 26: PR PARA 3+1 INVERSORES Y PARA 4 INVERSORES RESPECTIVAMENTE (PVSYST)

En la anterior figura se hace referencia en la gráfica de la parte superior al rendimiento de la instalación si se dispusiera la potencia resistiva en los 3 primeros inversores y se dejara el cuarto inversor para la potencia reactiva (3+1) y en el gráfico de la parte inferior si se reparte de manera uniforme en los cuatro inversores la potencia total (4). A simple vista, se puede considerar que el efecto sería el mismo, pero el factor de rendimiento es mayor para el caso de repartir las potencias de manera uniforme por lo que es la solución adoptada.

Por otra parte, destacar que se seleccionaron estos inversores ya que eran los más competentes en precio para los requisitos de la instalación y a su vez al poder con posterioridad conectar más placas en los cuatro inversores facilitará realizar una ampliación de la planta solar, punto que será decisivo para la elección del tipo de placas, policristalinas o monocristalinas, y su posicionamiento como se verá en los siguientes apartados.

Por tanto, se repartirán las series por los cuatro inversores de la siguiente manera:

$$Series_{inversor} = \frac{Número\ series}{Número\ de\ inversores} = \frac{1000}{4} = 250\ series\ por\ inversor$$

Del inversor se observa que hay 36 inputs para la conexión de placas y, para que el sistema se quede lo más equilibrado posible dentro de un inversor, se van a disponer 7 series en los primeros 34 inputs y 6 series en los inputs restantes y eso hará un total de 250 series de un inversor.

La disposición de placas por inversor queda plasmada en los planos 2 y 5 del presente documento.

Cabe destacar que, al ser un valor entero, el montaje de las placas y el cableado se simplifica por tanto esta distribución es una distribución válida.

Ahora se va a comprobar si hay problemas debido a las sobreintensidades en el inversor tanto para placas monocristalinas como para policristalinas:

$$250 \text{ series} * 9,57 \text{ A} = 2392,5 \text{ A} < 2500 \text{ A}$$

Cumple

$$250 \text{ series} * 9,36 = 2340 \text{ A} < 2500 \text{ A}$$

Cumple

Por tanto, se observa que no va a haber problemas de sobreintensidad en ninguno de los inversores ni para placas policristalinas ni para monocristalinas ya que, todos tendrán la misma configuración, por lo que el diseño realizado es válido para esta instalación.

3.3. ESTACIONES SOLARES

Además de las placas solares y el inversor solar será necesario la instalación de una etapa de potencia, es decir, equipos de media tensión de la instalación.

Para dicha instalación se ha optado por introducir un SKID de Power Electronics incluyendo el transformador de media tensión de 3.380 KVA, las celdas de media tensión y un transformador auxiliar de 15KVA de manera que parte de la producción de las placas fotovoltaicas vaya a servicios auxiliares del cliente de la instalación.

Destacar que los equipos son compactos, y cada estación de potencia tiene su trafo de SSAA tanto para cubrir los SSAA del inversor como del SKID. Se diseñó así para que cuando hubiera un problema con alguno de ellos, no se produjera el parón de todos los SSAA de la planta, sino que solo se quedara inoperativo $\frac{1}{4}$ de la misma o incluso se pudiera alimentar los SSAA de la inoperativa con la potencia libre de los otros tres transformadores (si dicha quedara libre).

Dicho lo anterior, de esos 15 kVA de SSAA solo 6kVA irán destinados a los SSAA del cliente del SKID ya que la potencia tendrá la siguiente distribución:

- 8kVA serán para SSAA del inversor. Esto comprende ventiladores, comunicación (digital y analógica), iluminación, etc. del inversor. Destacar que esto viene de fabricante y es un consumo fijado por el proveedor por lo que su cálculo no es competencia del proyecto.
- 1kVA para la señal del térmico del inversor. Al igual que el anterior su consumo es fijado por el proveedor.
- 6kVA para los SSAA del SKID.

Y esto será para los cuatro inversores de la instalación.

Por tanto, para este diseño se hace el balance de potencias para los SSAA del SKID y así conocer la potencia libre total que queda para cliente a 230 Vac:

Descripción	Potencia Consumida (W)
Alimentación auxiliar 24 Vdc	48
DGPT2 y Celda MT	400
Hidrostato	1.840
Resistencia de Caldeo	150
Ventiladores	200
Iluminación	30
Detector de humos y alarmas	20
Pérdidas	268,8
Total	2.956,8
Extra	3.043,2

Tabla 5: Balance potencias SSAA

El cliente tendrá en total 12 kVA aproximadamente (suponiendo un 10% de pérdidas) para su consumo, ya sea iluminación caseta seguridad, alarmas de toda la planta, para futuras labores de mantenimiento, etc.

Por tanto, se dispondrá una estación solar MV SKID por cada inversor solar lo que hará un total de 4 unidades.

3.4 SOMBRAS Y DISTANCIAS

Para determinar la mejor opción en la instalación solar a diseñar en cuanto a la disposición de placas se van a realizar tres hipótesis; placas inclinadas el ángulo óptimo, placas situadas horizontalmente y placas con seguimiento de eje.

3.4.1 Placas inclinadas el ángulo óptimo

3.4.1.1 Placas monocristalinas

Para esta tipología de placas, se va a partir del ángulo óptimo para el emplazamiento de la instalación con la cual se dispondrá la placa sin variación de la inclinación en todo el año.

Para Valencia el óptimo se define en torno a 38 grados, pero al utilizar el programa PVGIS se obtiene un valor más exacto teniendo en cuenta su ubicación en coordenadas, situando el ángulo óptimo a 36 grados para esta instalación. Una vez se conoce el ángulo óptimo, será necesario determinar la distancia entre placas para garantizar la productividad de la planta.

Según el pliego de condiciones técnicas del IDAE, la distancia d , medida sobre la horizontal, entre una fila de captadores y un obstáculo de altura h , que pueda producir sombras sobre la instalación deberá garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno. Esta distancia d será superior al valor obtenido por el producto de la altura vertical de la placa y la constante relacionada con la latitud.

Puesto que la latitud de la zona es de 39°, la constante k será igual a 2,4715:

<i>Latitud</i>	29°	37°	39°	41°	43°	45°
<i>k</i>	1,600	2,246	2,4715	2,747	3,078	3,487

Tabla 6: Coeficiente k respecto latitud (IDEA)

Por tanto, sabiendo que las dimensiones de la placa son 1.665x992 milímetros y que se van a disponer de dos alturas de placas, tipología normalmente empleada en cultivos solares de estas dimensiones, la altura vertical será aproximadamente de 2 metros y por tanto se determina una distancia de placas de 5 metros.

Dicho esto, y sabiendo que se dispone de 34.000 placas en el caso de monocristalinas el espacio ocupado por las mismas será de 13 hectáreas.

3.4.1.2 Placas policristalinas

Cómo cuando se realizan todos los cálculos económicos y técnicos de las tres hipótesis se determina que la solución más idónea para este proyecto también se hacen los cálculos para las placas policristalinas, teniendo en cuenta que las dimensiones de estas son de 1640x992 milímetros lo que conlleva una altura respecto la vertical de 2 metros y por tanto la distancia entre placas será de 5 metros.

Teniendo esto en cuenta y que para este caso se disponen 36.000 placas, el espacio ocupado por placas queda en 14 hectáreas.

3.4.2 Placas situadas horizontalmente

Para esta tipología no es necesario realizar el cálculo de distancia entre placas ya que al estar las células en paralelo a la horizontal no se hacen sombra las unas con las otras. Destacar que el ángulo de inclinación realmente no será 0 grados ya que tendrá una ligera inclinación ,2 grados, para garantizar la auto limpieza de las placas solares, pero para los cálculos se considerará despreciable.

Para facilitar futuras labores de mantenimiento y el montaje de la instalación se dispondrá cada 6 filas de placas 2,5 metros.

Teniendo en cuenta que este estudio solo se realiza para las placas monocristalinas y que se disponen de 34.000 placas el espacio ocupado será de 7,02 hectáreas, siendo menor el espacio ocupado que para el caso anterior pero como se verá en apartados siguientes también la producción obtenida con el mismo número de placas será menor.

3.4.3 Placas con seguimiento de eje

Para esta tipología, se puede generar hasta un 20% más de energía que si se optara por una estructura fija, sobre todo en las primeras y últimas horas diarias.

Los parámetros que definen dichas estructuras son similares a los que definen las estructuras fijas; **rango de giro** y la **distancia entre filas**.

La mayor diferencia es la inclinación de las placas solares ya que en las fijas se encuentran orientadas al sur un ángulo en torno a 30 grados, y en este caso la orientación norte-sur irá cambiando a lo largo del día.

Teniendo en cuenta lo anterior el cálculo de distancia entre ejes se medirá de esta a oeste en vez de como se hace con las estructuras fijas que son de norte a sur.

Las rotaciones de las placas con seguidor de un eje se muestran en la siguiente figura:

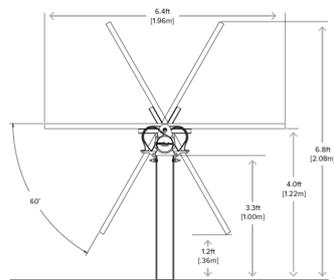


FIGURA 27: ESQUEMA SEGUIDOR DE UN EJE (PATENTADOS)

Por tanto, para evitar el sombreado entre placas se va a estudiar la distancia entre ejes. Destacar que, para el cálculo la distancia mínima, se partirá del caso más desfavorable de inclinación que según la simulación de PVGYS será en el periodo invernal y más concretamente en noviembre, siendo el ángulo óptimo durante el mes de 60 grados.

Con ello, con una latitud de 39° ($k=2,4715$) y con una altura de placas con dimensiones 1.665x992 milímetros se obtiene una altura respecto a la horizontal de 1,44 metros lo que conlleva una distancia mínima de 3,60 metros, siguiendo los mismos cálculos de la recomendación del IDAE para la disposición de placas empleando estructura fija.

Con lo visto anteriormente y teniendo en cuenta las recomendaciones de fabricante de estructuras de seguimiento de eje que indican disponer del 25% de distancia mínima para las placas, se opta por 4,5 metros entre placas, disponiendo de una altura de placas por fila, lo que conlleva un espacio ocupado por la instalación de 21 hectáreas, considerando la disposición de placas monocristalinas.

Destacar que las tres tipologías son válidas (cuatro si se tiene en cuenta el caso de placas policristalinas) para este caso ya que se posee para este proyecto una extensión de 27 hectáreas.

Lo que se determinará en los siguientes apartados es si es factible utilizar todo el terreno comparándolo con el aumento de producción de disponer de este tipo de estructura.

3.5 CÁLCULOS PARA LA INSTALACIÓN DE MEDIA TENSIÓN

En este apartado se pretende definir la media tensión (conexión del trafo de media tensión con la celda) a emplear para la interconexión entre el transformador de potencia del SKID con las celdas de protección del proyecto.

Para ello, se van a tener en cuenta los siguientes parámetros:

- Límite térmico de la línea
- Potencia transportada
- Caída de tensión
- Cortocircuitos

A continuación, se muestra una figura del equipo en el que se observa la interconexión del SKID con el armario de BT y las celdas de media:

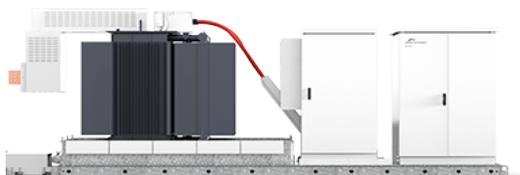


FIGURA 28: VISTA FRONTAL SKID ARMARIO DE BAJA Y CELDAS DE PROTECCIÓN (POWER ELECTRONICS)

Para los cálculos requeridos de media tensión (a partir de ahora MT), será necesario conocer los parámetros del transformador de MT los cuales se recogen en la siguiente tabla:

Potencia (S)	3.380	kVA
Frecuencia (f)	50	Hz
Tensión en el primario (Up)	33	kV
Tensión secundario (Us)	600	V
Grupo	Dy11	
Temperatura ambiente referencia (Tamb)	40	°C
Altitud	1000	masl
Ucc%	6,5	%

Instalación	Exterior
-------------	----------

Tabla 7: Parámetros transformador MT

Destacar de los datos anteriores, que el transformador que se ha seleccionado para esta aplicación es para un máximo de 1.000 metros sobre el nivel del mar, el cultivo solar se va a encontrar sobre 175 metros sobre el nivel del mar (m.a.s.l), por lo que cumple.

3.5.1 Límite térmico de la línea

Para dicho proyecto, se ha optado por el cableado de polietileno reticulado (a partir de ahora XLPE) ya que al ser el aislante termostable posee características más estables en cuanto a aumentos de temperatura y presión.

Dicho lo anterior, el límite térmico de la línea tiene relación con la temperatura máxima que soporta el aislante sin alteraciones; tanto mecánicas como químicas y eléctricas.

Para el cálculo de este apartado previamente es necesario conocer la intensidad nominal que circula por la línea:

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_p} = \frac{3380}{\sqrt{3} \cdot 33} = 59,135 \text{ A}$$

Destacar que para los cálculos de este apartado se desprecian las pérdidas en el cobre producidas en los bobinados del transformador y en el hierro producidas por el fenómeno de histéresis y por las corrientes de Foucault, obteniendo cálculos más restrictivos.

Por otro lado, para esta aplicación se ha seleccionado el cable RHZ1-OL de Prysmian Group cuya tabla de características eléctricas se adjunta a continuación:

1x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) / SECCIÓN PANTALLA (Cu) (mm²)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE BAJO TUBO Y ENTERRADO* (A)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE DIRECTAMENTE ENTERRADO* (A)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE AL AIRE** (A)	INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO EN EL CONDUCTOR DURANTE 1s (A)	INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO EN LA PANTALLA DURANTE 1s*** (A)
	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV (pant. 16 mm²)
1 x 95/16	190	205	255	8930	3130
1 x 150/16	245	260	335	14100	3130
1 x 240/16	320	345	455	22560	3130
1 x 400/16	415	445	610	37600	3130

Tabla 8: Parámetros cable MT (Prysmian)

Para el cálculo se utilizará la intensidad máxima al aire (última columna empezando por la izquierda) ya que la interconexión no es subterránea, sino que es en bandeja perforada.

Ahora bien, según la ITC-LAT 06 y teniendo en cuenta que el aislante es XLPE, se obtienen los siguientes parámetros de la tabla:

Tipo de aislamiento seco	Condiciones	
	Servicio Permanente θ_s	Cortocircuito Occ ($t \leq 5s$)
Policloruro de vinilo (PVC)* $S \leq 300 \text{ mm}^2$ $S > 300 \text{ mm}^2$	70 70	160 140
Polietileno reticulado(XLPE)	90	250
Etileno Propileno (EPR)	90	250
Etileno Propileno de alto módulo (HEPR)	105 para $U_0/U \leq 18/30 \text{ kV}$ 90 para $U_0/U > 18/30 \text{ kV}$	250

Tabla 9: Condiciones de servicio permanente y cortocircuito (ITC-LAT 06)

Por otro lado, al realizarse la interconexión con bandeja perforada, se va a considerar bandeja continua con aire restringido, de manera que los cálculos obtenidos sean más restrictivos, obteniéndose el siguiente valor de la tabla de la norma ITC-LAT 06:

Factor de corrección			
Número de Bandejas	Número de ternos		
	1	2	3
1	1,0	0,89	0,88
2	0,92	0,84	0,83
3	0,87	0,84	0,81
6	0,84	0,82	0,79
6	0,82	0,80	0,79

Tabla 10: Factor corrección cable unipolar en bandeja continua (ITC-LAT 06)

Y, sabiendo que la temperatura máxima del SKID según parámetros técnicos se sitúa en 50°C se obtiene de la siguiente tabla de la misma norma el factor de corrección:

Temperatura de servicio, θ_s , en °C	Temperatura ambiente, θ_a , en °C										
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
105	1,21	1,18	1,14	1,11	1,07	1,04	1	0,96	0,92	0,88	0,83
90	1,27	1,23	1,18	1,14	1,10	1,05	1	0,95	0,89	0,84	0,78
70	1,41	1,35	1,29	1,23	1,16	1,08	1	0,91	0,82	0,71	0,58
65	1,48	1,41	1,34	1,27	1,18	1,10	1	0,89	0,78	0,63	0,45

Tabla 11: Factor corrección temperatura distinta a 40°C (ITC-LAT 06)

Por último, hay que tener en cuenta que hay tramos que se encuentran expuestos al sol, sobre todo aquellos tramos que salen y entran más cercanos al SKID y a la celda por lo que según la ITC-LAT 06 se recomienda un factor de corrección de 0,9 ya que es un factor muy variable.

Con los factores anteriores y seleccionando la sección de cable más pequeña (50mm²) tenemos una intensidad máxima de:

$$I_z = 255 * 0,89 * 0,9 * 0,92 = 187,92 \text{ A}$$

Con lo que:

$$I_p < I_z$$

$$59,135 \text{ A} < 187,92 \text{ A}$$

Cumple

Por tanto, ya estamos en condiciones de calcular la temperatura de conductor a partir de la siguiente fórmula:

$$\theta = \theta_0 + (\theta_{iso} - \theta_0) * \left(\frac{I_p}{I_z}\right)^2$$

Dónde se conoce una temperatura ambiente de 50°C y una temperatura ISO que hace referencia a la máxima admisible de aislamiento del conductor de 70°C.

Por tanto, de la anterior ecuación se obtiene:

$$\theta = 50 + (90 - 50) * \left(\frac{59}{187,92}\right)^2 = 53,94^\circ\text{C}$$

$$53,94^\circ\text{C} < 90^\circ\text{C}$$

Cumple

3.5.2 Potencia transportada

En esta instalación se pretende transportar 3.380 kVA lo cual está impuesto por la potencia de transformador de media y la salida del inversor hacia dicho transformador.

A partir de ello, se calcula la máxima potencia a transportar en dicha línea, asumiendo un factor de potencia de 0,9:

$$P_{max} = \sqrt{3} * U_n * I_{max} * \cos\varphi = \sqrt{3} * 33 * 187,92 * 0,9 = 9,7 \text{ MW}$$

Una vez definido lo anterior, se calculan las pérdidas de potencia en régimen nominal, teniendo en cuenta el efecto Joule y despreciando el efecto Skin ya que estos últimos pueden despreciarse si se comparan con el efecto Joule.

Dicho lo anterior, previamente será necesario conocer la resistividad del conductor y a su vez la resistividad del cobre a 70°C que como se ha visto en apartados anteriores es la temperatura máxima de aislamiento del conductor:

$$\rho_{70^\circ\text{C}} = 0,029 * (1 + 0,00403 * (70 - 20)) = 0,035 \Omega * \text{mm}^2/\text{m}$$

Y, por tanto, la resistividad del conductor sabiendo que la longitud del mismo es de 9 metros y la sección anteriormente calculada es de 50 mm²:

$$R = \rho \frac{l}{S} = 0,035 * \frac{9}{50} = 0,0063 \Omega$$

Por último, en este apartado, las pérdidas de potencia por efecto Joule se calculan con la siguiente fórmula:

$$\Delta P = 3 * Rl * I_p^2 = 3 * 0,0063 * 59,135^2 = 66,1W$$

Y pasándolo a tanto por ciento:

$$\Delta P(\%) = \frac{\Delta P * 100}{P_{max}} = 0,0007\%$$

Por tanto, las pérdidas de potencia a régimen nominal se pueden considerar prácticamente despreciables.

3.5.3 Caída de tensión en la línea

La caída de tensión de una línea trifásica viene dada por la siguiente expresión:

$$\Delta U = \sqrt{3} * I_n * (R_k * \cos \varphi + X_k * \text{sen} \varphi) * L$$

$$\Delta U = \sqrt{3} * 59,135 * (0,264 * 0,9 + 0,123 * 0,44) * 0,009 = 2,64 V$$

Siendo L la longitud del conductor en km.

La reactancia y resistencia kilométrica de la línea, se extrae de la data sheet del cable:

AL VOLTALENE H AL RHZ1-OL (NORMALIZADO POR ENDESA (TRADICIONAL))

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV
Norma diseño: UNE HD 620-10E
Designación genérica: AL RHZ1-OL



DATOS TÉCNICOS						
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS						
1x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) / SECCIÓN PANTALLA (Cg) (mm²)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A T 20 °C (Ω/km)		REACTANCIA INDUCTIVA (Ω/km)		CAPACIDAD (μF/km)	
	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV
1 x 95/16	0,320	0,410	0,123	0,132	0,217	0,167
1 x 150/16	0,206	0,264	0,114	0,123	0,254	0,192
1 x 240/16	0,125	0,161	0,106	0,114	0,306	0,229
1 x 400/16	0,078	0,100	0,099	0,106	0,376	0,277

NOTA: valores obtenidos para una toma de cables al trespelillo y en contacto.

Tabla 12: Resistencia y reactancia de la línea de MT (Prysmian)

Una vez conocida la caída de tensión se obtiene en valor porcentual:

$$\Delta U(\%) = \frac{100 * 2,64}{33000} = 0,008\%$$

La línea objeto del proyecto bajo estas condiciones tienen una caída de tensión del 0,01%, que es un valor mucho más inferior al 3% recomendado como máximo por lo tanto el cableado en cuanto la caída de tensión cumple con las recomendaciones del Código Eléctrico Nacional (NEC).

3.5.4 Cortocircuitos

Para el cálculo de los cortocircuitos se va a considerar el aporte de energía de la red de distribución de alta tensión a la que se va a acoplar el equipo.

El cortocircuito de alta tensión más desfavorable es el tripolar por tanto es con el que se va a partir para realizar el cálculo ya que es el que va a determinar la solicitación mayor, aunque sea el más improbable que pase para que la línea esté asegurada bajo estos fenómenos.

Para realizar los cálculos del proyecto, se va a remitir a la norma UNE-EN 60075-6 en la cual se hace referencia a la potencia aparente de cortocircuito de la red como se muestra en la siguiente tabla:

3.2.2.4 La potencia aparente de cortocircuito de la red en el lugar de la instalación del transformador debería ser especificada por el comprador en su petición de oferta, con objeto de obtener el valor de la corriente de cortocircuito simétrica que se va a utilizar para el diseño y los ensayos.

Si la potencia aparente de cortocircuito de la red no está especificada, se deben utilizar los valores dados en la tabla 2.

Tabla 2 – Potencia aparente de cortocircuito de la red

Tensión más elevada para el material, U_m KV	Potencia aparente de cortocircuito	
	MVA	
	Práctica actual en Europa	Práctica actual en Norteamérica
7,2; 12; 17,5 y 24	500	500
36	1 000	1 500
52 y 72,5	3 000	5 000
100 y 123	6 000	15 000
145 y 170	10 000	15 000
245	20 000	25 000
300	30 000	30 000
362	35 000	35 000
420	40 000	40 000
525	60 000	60 000
765	83 500	83 500

NOTA Si no está especificado, se debería considerar un valor entre 1 y 3 para la relación entre la impedancia homopolar y la impedancia directa de la red.

Tabla 13: Potencia aparente de cortocircuito en la red (UNE-EN 60075-6)

Cómo la tensión más elevada que se va a disponer 33 kV y esta no se encuentra en la tabla, se va a interpolar para obtener la potencia aparente de cortocircuito:

$$\frac{36 - 33}{36 - 24} = \frac{1000 - S_{ap}}{1000 - 500}$$

$$S_{ap} = 875 \text{ MVA}$$

Con lo anterior, ya se está en disposición de calcular la impedancia de red con la siguiente fórmula:

$$\vec{Z}_{red} = \frac{U^2}{S_{cc}} = \frac{33000^2}{875000000} = 1,246 \Omega$$

Y teniendo en cuenta lo reflejado en la siguiente figura, la intensidad de cortocircuito:

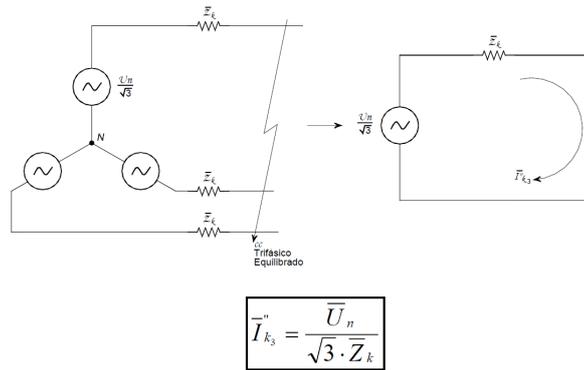


FIGURA 29: EQUIVALENCIA PARA CÁLCULO IPCC (UNE-EN 60075-6)

$$I_{pcc} = \frac{1,1 * 33000}{\sqrt{3} * 1,25} = 16,77 \text{ kA}$$

Destacar, el factor de tensión, es decir el 1,1, se ha obtenido de la tabla de la norma UNE-60909-0 que se muestra a continuación:

Tabla 1
Factor de tensión c

Tensión nominal U_n	Factor de tensión c para el cálculo de	
	las corrientes de cortocircuito máximas c_{max} ³⁾	las corrientes de cortocircuito mínimas c_{min}
Baja tensión 100 V a 1 000 V (Tabla 1 de la Norma CEI 60038)	1,05 ³⁾ 1,10 ⁴⁾	0,95
Media tensión > 1 kV a 35 kV (Tabla 3 de la Norma CEI 60038)	1,10	1,00
Alta tensión²⁾ > 35 kV (Tabla 4 de la Norma CEI 60038)		

1) $c_{min}U_n$ no debería exceder de la tensión más elevada para el material U_m de los sistemas de potencia.
 2) Si no está definida la tensión nominal se debería aplicar: $c_{max}U_n = U_m$ o $c_{min}U_n = 0,9 \times U_m$.
 3) Para sistemas de baja tensión con una tolerancia de +6%, por ejemplo sistemas renombrados de 380 V a 400 V.
 4) Para sistemas de baja tensión con una tolerancia de +10%.

Tabla 14: Factor de tensión c (UNE-60909-0)

Una vez conocida la intensidad de cortocircuito tripolar se va a determinar la corriente de cortocircuito asimétrica de corte como indica la norma UNE-60909-0

4.5.2.1 Cortocircuito trifásico con alimentación única. Para un cortocircuito próximo a un alternador, en el caso de un cortocircuito con alimentación única como en las figuras 11b y 11c, o alimentado por redes no malladas como en la figura 12, el decrecimiento hasta la corriente de cortocircuito simétrica de **corte** se tiene en cuenta con el factor μ de acuerdo con la ecuación (70):

$$I_b = \mu I_k'' \quad (69)$$

El factor μ depende del tiempo de retardo mínimo t_{min} y de la relación I_{kG}'' / I_{rG} , donde I_{rG} es la corriente asignada del alternador. Los valores de μ de la ecuación (70) aplican si las máquinas síncronas están excitadas por excitatrices rotativas o por excitatrices de convertidor estático (considerando excitatrices estáticas, el tiempo de retardo mínimo t_{min} es inferior a 0,25 s y la máxima tensión de excitación es inferior a 1,6 veces la tensión de excitación a carga asignada). Para todos los demás casos tómesese $\mu = 1$ si se desconoce el valor exacto.

Cuando hay un transformador de grupo entre el alternador y el punto de cortocircuito, la corriente parcial de cortocircuito I_{kS}'' en el lado de alta tensión del transformador de grupo (en la figura 11c) se deberá referir, mediante la relación de transformación asignada, a los terminales del alternador $I_{kG}'' = t_r I_{kS}''$, antes de calcular μ utilizando las siguientes ecuaciones:

FIGURA 30: EQUIVALENCIA PARA CÁLCULO Ib (UNE-60909-0)

En este caso, el valor de $\mu=1$ por tanto se concluye que:

$$I_{pcc} = I_b$$

Por tanto y a partir de este punto, cuando se refiera a intensidad de cortocircuito (I_{pcc}) se referirá tanto a la simétrica de corte como a la inicial.

Se compara esta intensidad de cortocircuito con la que soporta el conductor:

1x SECCIÓN CONDUCTOR (A)/ SECCIÓN PANTALLA (Ca) (mm²)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE BAJO TUBO Y ENTERRADO* (A)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE DIRECTAMENTE ENTERRADO* (A)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE AL AIRE** (A)	INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO EN EL CONDUCTOR DURANTE 1s (A)	INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO EN LA PANTALLA DURANTE 1s*** (A)
	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV (pant. 16 mm²)
1 x 95/16	190	205	255	8930	3130
1 x 150/16	245	260	335	14100	3130
1 x 240/16	320	345	455	22560	3130
1 x 400/16	415	445	610	37600	3130

Tabla 15: Intensidad de corto que soporta el conductor (Prysmian)

Y se obtiene que para 95 mm² la intensidad máxima del conductor es de 8,9 KVA durante un segundo.

Por tanto, la protección deberá saltar antes de 1 segundo para que quede garantizada el correcto funcionamiento en caso de cortocircuito.

Para determinar el tiempo máximo de respuesta de la protección que se va a disponer para que haga frente a la intensidad de corto de 16,77 KA se parte de la siguiente fórmula:

De la ecuación anterior se va a despejar el tiempo para comprobar que con la sección utilizada se soporta el corto:

$$t = \left(\frac{K \cdot S}{I_{cc}} \right)^2$$

Conocida la sección que hemos obtenido por criterio térmico y la intensidad de cortocircuito máxima que puede circular por el cable sustituimos por valores numéricos:

$$t = \left(\frac{92 * 95}{16770} \right)^2 = 0,3 \text{ s}$$

Por tanto, el tiempo de respuesta tendrá que ser como máximo de 0,3 segundos.

Por otra parte, mediante la curva de disparo de la protección que se ha seleccionado en este proyecto, se comprobará que esta saltará antes de que se llegue a la intensidad máxima que se cita en el anterior párrafo:

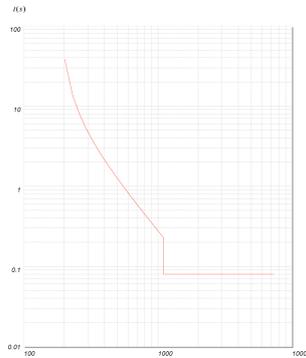


FIGURA 31: TIEMPO RESPUESTA DISYUNTOR CURVA FASE (EKOR)

De la anterior curva, se observa que el disparo será instantáneo a partir de 1000 A.

Por tanto:

$$0,3 \text{ segundos} > 0,08 \text{ segundos}$$

Cumple

Del mismo modo y siguiendo la dinámica de alta tensión al estar estrechamente relacionado el cálculo en este apartado se va a calcular el cortocircuito en el lado de baja tensión.

Según lo dicho, previamente se va a calcular la impedancia de red a partir de la tabla de la UNE-EN 60075-6 que se muestra a continuación:

3.2.2.4 La potencia aparente de cortocircuito de la red en el lugar de la instalación del transformador debería ser especificada por el comprador en su petición de oferta, con objeto de obtener el valor de la corriente de cortocircuito simétrica que se va a utilizar para el diseño y los ensayos.

Si la potencia aparente de cortocircuito de la red no está especificada, se deben utilizar los valores dados en la tabla 2.

Tabla 2 – Potencia aparente de cortocircuito de la red

Tensión más elevada para el material, U_m kV	Potencia aparente de cortocircuito	
	MVA	
	Práctica actual en Europa	Práctica actual en Norteamérica
7,2; 12; 17,5 y 24	500	500
36	1 000	1 500
52 y 72,5	3 000	5 000
100 y 123	6 000	15 000
145 y 170	10 000	15 000
245	20 000	25 000
300	30 000	30 000
362	35 000	35 000
420	40 000	40 000
525	60 000	60 000
765	83 500	83 500

NOTA: Si no está especificado, se debería considerar un valor entre 1 y 3 para la relación entre la impedancia homopolar y la impedancia directa de la red.

Tabla 16: Potencia aparente de cortocircuito de la red (UNE-EN 60075-6)

Con el dato anterior, calculamos la impedancia de la red referida a baja tensión:

$$\vec{Z}_{red} = \frac{U^2}{S_{cc}}$$

$$\vec{Z}_{red} = \frac{600^2}{750000000} = 0,00048\Omega$$

$$\vec{Z}_{red} \approx X_{red}$$

Por otro lado, la impedancia de la acometida se calcula como:

$$\vec{Z}_{acom} = 0,024 + j0,011 \Omega$$

Lo cual obviamente es la impedancia vista desde el primario y por tanto mediante la regla de transformación se obtiene la impedancia desde el secundario para poder realizar posteriormente el sumatorio:

$$R'_{acom} = \frac{R_{acom}}{m'^2} = \frac{0,024}{\left(\frac{33}{0,60}\right)^2} = 0,008x10^{-3}\Omega$$

$$X'_{acom} = \frac{X_{acom}}{m'^2} = \frac{0,011}{\left(\frac{33}{0,60}\right)^2} = 0,004x10^{-3}\Omega$$

Y por último la impedancia de cortocircuito del transformador se calcula:

$$\vec{Z}_t = \frac{6,5 * 600^2}{100 * 3380000} = 6,9231x10^{-3}\Omega$$

El 6,5% se obtiene del porcentaje de la tensión de cortocircuito del datasheet del transformador de media tensión de la estación de potencia.

Y, por otra parte, la resistencia de cortocircuito:

$$R_{cc} = \frac{W_{cobre}}{3 * I_s^2}$$

$$I_s = \frac{3380}{\sqrt{3} * 0,6} = 3252,41 \text{ A}$$

$$R_{cc} = \frac{22700}{3 * 3252,41^2} = 0,7153 \times 10^{-3} \Omega$$

Y por tanto la reactiva del transformador:

$$X_t = \sqrt{(6,923 \times 10^{-3})^2 - (0,7153 \times 10^{-3})^2} = 6,886 \times 10^{-3}$$

Dando como resultado:

$$\vec{Z}_{trafo} = 0,7153 \times 10^{-3} + j6,886 \times 10^{-3} \Omega$$

Y con el sumatorio se obtiene la impedancia equivalente:

$$\vec{Z}_{eq} = \vec{Z}_{red} + \vec{Z}_{acom} + \vec{Z}_t = 0,723 \times 10^{-3} + j7,37 \times 10^{-3} \Omega$$

Por tanto, la intensidad de cortocircuito:

$$I_{pcc} = \frac{1,05 * 600}{\sqrt{3} * 0,00745} = 48,82 \text{ kA}$$

Una vez conocida la intensidad de cortocircuito tripolar se va a determinar la corriente de cortocircuito asimétrica de corte como indica la norma UNE-60909-0

En este caso, el valor de $\mu=1$ por tanto se concluye que:

$$I_{pcc} = I_b$$

Por tanto y a partir de este punto, cuando se refiera a intensidad de cortocircuito (I_{pcc}) se referirá tanto a la simétrica de corte como a la inicial.

Ahora se va a realizar el cálculo de la intensidad del secundario a partir de la intensidad de cortocircuito del primario a partir de la relación de transformación:

$$m = \frac{U_1}{U_2} = \frac{I_2}{I_1}$$

$$I_2 = \frac{U_1 * I_1}{U_2} = \frac{0,60 * 48,82}{30} = 0,98 \text{ kA}$$

Al ser el cable utilizado de una intensidad de cortocircuito máxima de 8,93KVA a 1 segundo, tabla 11, por tanto, cumple.

Ahora se estudia si saltará la protección antes de 1 segundo para que quede garantizado el cumplimiento de la anterior suposición.

Si nos vamos a la gráfica de la figura 13 a 1.000 A, esta protección saltará a 0,3 segundos, valor inferior al segundo citado, por lo que cumple con las especificaciones.

3.6 CÁLCULOS PARA LA INSTALACIÓN DE BAJA TENSIÓN

Ahora se va a proceder al cálculo del cable eléctrico de la interconexión entre el SKID y el inversor y a su vez el utilizado para la salida de las placas fotovoltaicas.

Para la realización de los cálculos se ha basado en el reglamento de baja tensión.

NÚMERO DE CONDUCTORES y sección mm²	ESPESOR DE AISLAMIENTO mm (Ø)	DIÁMETRO EXTERIOR mm (Ø)	PESO kg/km (Ø)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR a 20 °C (Ω/km)	INTENSIDAD ADMISIBLE ALAIRE (A)	INTENSIDAD ADMISIBLE ENTERRADO (A)	CAÍDA DE TENSIÓN (V/km (Ω))	
							cos φ = 1	cos φ = 0,8
1x1,5	0,7	7	67	13,3	21	21	26,5	21,36
1x2,5	0,7	7,5	79	7,98	30	27	15,92	12,88
1x4	0,7	8	97	4,95	40	35	9,96	8,1
1x6	0,7	8,5	120	3,3	52	44	6,74	5,51
1x10	0,7	9,6	167	1,91	72	58	4	3,31
1x16	0,7	10,6	226	1,21	97	75	2,51	2,12
1x25	0,9	12,3	321	0,78	122	96	1,59	1,37
1x35	0,9	13,8	421	0,55	153	117	1,15	1,01
1x50	1	15,4	579	0,38	188	138	0,85	0,77
1x70	1,1	17,3	780	0,27	243	170	0,59	0,55
1x95	1,1	19,2	995	0,20	298	202	0,42	0,43
1x120	1,2	21,3	1240	0,16	350	230	0,34	0,36
1x150	1,4	23,4	1529	0,12	401	260	0,27	0,31
1x185	1,6	25,6	1826	0,10	460	291	0,22	0,26
1x240	1,7	28,6	2383	0,08	545	336	0,17	0,22
1x300	1,8	31,2	2942	0,06	630	380	0,14	0,19

Tabla 17: Características cable según su sección (Prysmian)

3.6.1 Cableado interconexión Skid con Inversor.

Para el cálculo del cable más idóneo se van a estudiar los siguientes puntos:

3.6.1.1 Límite térmico de la línea.

La intensidad máxima admisible en servicio permanente depende de la temperatura máxima que el aislante pueda soportar, en nuestro caso polietileno reticulado XLPE sin alteraciones de sus propiedades eléctricas, mecánicas o químicas. Esta temperatura es función del tipo de aislamiento y del régimen de carga, así como las condiciones de instalación.

Primero, destacar que al ser el aislamiento de XLPE el límite de temperatura estará en 90°C como indica la norma UNE-HD 60364-5-52:2011.

Por otro lado, según el método de instalación el interconexión que se plantea es sobre bandeja cubierta que según el anexo A de esta misma norma es un método de instalación permitido:

Tabla A.52.1 – Métodos de instalación en relación a conductores y cables

Conductores y cables	Método de instalación							
	Sin fijaciones	Fijación directa	Sistemas de tubos	Sistemas de canales (incluidos canales de zócalo y de suelo)	Sistemas de conductos cerrados de sección no circular	Bandejas de escalera, bandejas, soportes	Sobre aisladores	Cable fiador
Conductores desnudos	-	-	-	-	-	-	+	-
Conductores aislados ^a	-	-	+	+ ^a	+	-	+	-
Cables con cubierta (incluidos cables armados y con aislamiento mineral)	Multipolares	+	+	+	+	+	0	+
	Unipolares	0	+	+	+	+	0	+

+ Admitido.
 - No admitido.
 0 No aplicable, o normalmente no se utiliza en la práctica.

^a Se admiten conductores aislados si los sistemas de canales proporcionan al menos el grado de protección IP 4X o IPXXD y si la cubierta sólo puede abrirse con herramienta o una acción deliberada.
^b Los conductores aislados que se utilizan como conductores de protección o como conductores de conexión de protección pueden utilizar cualquier método de instalación adecuado y no necesitan ser instalados en tubos, sistemas de canales o sistemas de conductos cerrados de sección no circular.

Tabla 18: Métodos válidos de disposición cableado (UNE-HD 60364-5)

Y según la siguiente imagen el tipo de instalación será tipo C:

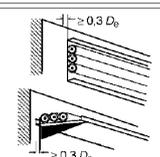
Elemento n°	Métodos de instalación	Descripción	Método de instalación de referencia a utilizar para obtener las intensidades admisibles (véase el anexo B)
30		Cables unipolares o multipolares: Sobre bandejas no perforadas en recorrido horizontal o vertical ^{c, b}	C, con elemento 2 de la tabla B.52.17

Tabla 19: Métodos de instalación de referencia (UNE-HD 60364-5)

Por lo cual la intensidad máxima admisible para esta configuración se obtendrá de la columna indicada en rojo:

Tabla B.52.3 – Corrientes admisibles, en amperios, para los métodos de instalación de la tabla B.52.1 – Cable: aislados con XLPE/EPR, dos conductores cargados, cobre o aluminio – Temperatura del conductor: 90 °C, temperatura ambiente: 30 °C en el aire, 20 °C en el terreno

Sección nominal del conductor mm ²	Método de instalación de la tabla B.52.1						
	A1	A2	B1	B2	C	D	D1
1	2	3	4	5	6	7	8
Cobre							
1,5	19	18,5	23	22	24	25	27
2,5	26	25	31	30	33	33	35
4	35	33	42	40	45	43	46
6	45	42	54	51	58	53	58
10	61	57	75	69	80	71	77
16	81	76	100	91	107	91	100
25	106	99	133	119	138	116	129
35	131	121	164	146	171	139	155
50	158	145	198	175	209	164	183
70	200	183	253	221	269	203	225
95	241	220	306	265	328	239	270
120	278	253	354	305	382	271	306
150	318	290	393	334	441	306	343
185	362	329	449	384	506	343	387
240	424	386	528	459	599	395	448
300	486	442	603	532	693	446	502
Aluminio							
2,5	20	19,5	25	23	26	26	
4	27	26	33	31	35	33	
6	35	33	43	40	45	42	
10	48	45	59	54	62	55	
16	64	60	79	72	84	71	76
25	84	78	105	94	101	90	98
35	103	96	130	115	126	108	117
50	125	115	157	138	154	128	139
70	158	145	200	175	198	158	170
95	191	175	242	210	241	186	204
120	220	201	281	242	280	211	233
150	253	230	307	261	324	238	261
185	288	262	351	300	371	267	296
240	338	307	412	358	439	307	343
300	387	352	471	415	508	346	386

NOTA: En las columnas 3, 5, 6, 7 y 8, se supone que los conductores son circulares para un tamaño de hasta 16 mm² inclusive. Los valores indicados para mayores tamaños se refieren a conductores perfilados y pueden ser aplicados con seguridad a los conductores circulares.

Tabla 20: Corriente admisibles según el tipo de instalación y sección (UNE-HD 60364-5)

Para el cálculo de la sección se ha ido iterando el siguiente procedimiento y se ha constatado que la solución idónea para disponer el número mínimo de conductores es de 300mm².

Cabe destacar que, en el catálogo de Prysmian, existe la sección de 400 mm², pero esta sección no la contempla el Reglamento de Baja Tensión (RBT) por tanto no se ha seleccionado para cumplir con la normativa vigente.

Por tanto, para una sección de 300mm² la intensidad máxima admisible será de 693 A.

Hay que destacar que estas intensidades están indicadas para 30°C por lo que será necesario aplicar un factor de corrección debido a temperatura ambiente. En este caso será de 50°C:

Por otra parte, se introducirá un factor de reducción debido al número de conductores que se pondrán por fase, lo cual se obtendrá de la siguiente columna marcada en rojo:

Para este caso, se tienen 8 conductores por bandeja lo que dará un factor de corrección de 0,71.

Por tanto, la intensidad máxima admisible se calcula cómo:

$$I_{max} = I_{max} \cdot K_{temp} \cdot K_n = 693 \cdot 0,82 \cdot 0,71 = 403,5 A$$

Y esa será la intensidad máxima admisible que puede circular por esos cables.

A continuación, se procede a calcular la intensidad que discurre por la salida del inversor ya que tiene que cumplir:

$$I_{max} \geq I_{SalidaInversor}$$

Por tanto, partiendo de los datos del inversor de la instalación:

Tensión de salida	600 V
Potencia a 40°C	3.380 kVA
Potencia a 50°C	3.270 KVA

Tabla 21: Datos inversor de la instalación

Por tanto, la intensidad que circula por la línea se calcula como:

$$I_{SalidaInversor} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V} = \frac{3270}{\sqrt{3} \cdot 0,6} = 3,15 kA$$

Cómo se disponen de 8 conductores por línea la intensidad que pasa por cada uno de los conductores será de:

$$I_{conductor} = \frac{3150}{8} = 393,32 A$$

$$403,5 A > 393,32 A$$

Cumple

Y, por otro lado, la temperatura del conductor:

$$\theta = \theta_0 + (\theta_{iso} - \theta_0) \cdot \left(\frac{I_p}{I_z}\right)^2$$

Donde:

θ → Temperatura del conductor [°C]

θ_0 → Temperatura ambiente considerada [°C]

θ_{ISO} → Temperatura máxima del aislamiento [°C]

$$\theta = 50 + (90 - 50) \cdot \left(\frac{393,25}{403,5}\right)^2 = 88^\circ C$$

$$88^\circ C < 90^\circ C$$

$$\theta < \theta_{iso}$$

Cumple

Por tanto, para esta aplicación y según el límite térmico se utilizarán 8 conductores unifilares de 300 mm² de sección.

3.6.1.2 Pérdidas de potencia en régimen nominal

En este caso, no tenemos en cuenta el efecto Skin ni proximidad, puesto que es despreciable, para la sección y tensión de la línea frente a las pérdidas por efecto Joule

Las pérdidas de potencia por efecto Joule en una línea vienen dadas por la fórmula:

$$\rho_{88^{\circ}C} = 0,021 * (1 + 0,00403 * (88 - 20)) = 0,02675_{\Omega * mm^2/m}$$

$$RI = 0,02675 \frac{9}{300} = 0,0008\Omega$$

$$\Delta P = 3 * RI * I_p^2 = 3 * 0,0008 * 393,25^2 = 372,35W$$

La pérdida de potencia en tanto por ciento es:

$$\Delta P(\%) = \frac{\Delta P}{P_{max}} * 100 = 0,091\%$$

3.6.1.3 Caída tensión de la línea

El cálculo de la caída de tensión (cdt), no se podrá realizar cómo ocurre en el apartado de alta tensión ya que el datasheet del cable no recoge la resistencia y la reactancia del conductor.

Por tanto, se va a aplicar la ecuación que aparece reflejada en la norma UNE 60364-5-52:2014

Las caídas de tensión pueden determinarse utilizando la siguiente fórmula:

$$u = b \left(\rho \frac{L}{S} \cos \varphi + \lambda L \sin \varphi \right) I_B$$

donde

u es la caída de tensión en voltios;

b es el coeficiente igual a 1 para circuitos trifásicos, e igual a 2 para circuitos monofásicos;

NOTA 3 Los circuitos trifásicos con el neutro completamente desequilibrado (una sola fase cargada) se consideran circuitos monofásicos.

ρ es la resistividad de los conductores en el servicio normal, tomada igual a la resistividad a la temperatura en servicio normal, es decir, 1,25 veces la resistividad a 20°C, o 0,022 5 $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$ para el cobre y

0,036 $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$ para el aluminio;

L es la longitud de las canalizaciones, en metros;

S es la sección de los conductores, en mm^2 ;

$\cos \varphi$ es el factor de potencia; en ausencia de detalles precisos, el factor de potencia se toma como igual a 0,8 (sen $\varphi = 0,6$);

λ es la reactancia por unidad de longitud de los conductores, que se toma como 0,08 $\text{m}\Omega/\text{m}$ a falta de otros detalles;

I_B es la corriente de diseño (en amperios);

La caída de tensión correspondiente en tanto por ciento es igual a: $\Delta u = 100 \frac{u}{U_0}$

U_0 es la tensión entre fase y neutro, en voltios.

NOTA 4 En los circuitos de muy baja tensión, no es necesario cumplir con los límites de caída de tensión de la tabla G.1 para usos distintos a la iluminación (por ejemplo, timbre, control, apertura de puertas, etc.), siempre que se realice una comprobación de que el equipo está funcionando correctamente.

FIGURA 32: EXTRACTO NORMA PARA EL CÁLCULO CAÍDA TENSIÓN (UNE-HD 60364-5)

Y por tanto para el caso que atañe a este proyecto se obtiene lo siguiente:

$$\Delta U = \sqrt{3} * 393,32 * \left(\frac{0,0225 * 9}{300} * 0,8 + 0,08 * 10^{-3} * 9 \right) = 0,854V$$

Y en valor porcentual:

$$\Delta U\% = \frac{0,854 * 100}{600} = 0,1431\%$$

Por tanto, cumple con el criterio de caída de tensión ya que es menor al 1,5% recomendado.

3.6.2 Cableado ramales placas solares.

Ahora se procede al cálculo del cableado de los ramales de las placas solares.

3.6.2.1 Límite térmico

La intensidad máxima admisible en servicio permanente depende de la temperatura máxima que el aislante pueda soportar, en nuestro caso polietileno reticulado XLPE sin alteraciones de

sus propiedades eléctricas, mecánicas o químicas. Esta temperatura es función del tipo de aislamiento y del régimen de carga, así como las condiciones de instalación.

Primero, destacar que al ser el aislamiento de XLPE el límite de temperatura estará en 90°C como indica la norma UNE-HD 60364-5-52:2014.

Y según la siguiente imagen el tipo de instalación será tipo F:

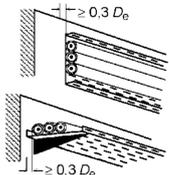
Elemento nº	Métodos de instalación	Descripción	Método de instalación de referencia a utilizar para obtener las intensidades admisibles (véase el anexo B)
31		<p>Cables unipolares o multipolares: Sobre bandejas perforadas en recorrido horizontal o vertical ^{c, h}</p> <p>NOTA Refiérase al apartado B.52.6.2 para su descripción</p>	E o F

Tabla 22: Métodos instalación (UNE-HD 60364-5)

Cómo se verá en las siguientes tablas para la instalación F no se tienen ensayadas las intensidades máximas admisible con secciones de cable pequeñas por tanto se cogerá de referencia la instalación E que al ser un método de instalación más restrictivo la instalación (dos conductores en contacto) tendrá mayor margen de seguridad.

Por lo cual la intensidad máxima admisible para esta configuración se obtendrá de la columna indicada en rojo:

Sección nominal del conductor mm ²	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 treshoillo	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

NOTA 1. Los conductores perfilados y puestas son circulares para tamaños hasta los 16 mm² inclusive. Los valores para tamaños mayores se refieren a conductores circulares.

NOTA 2. D_e es el diámetro externo del cable.

Tabla 23: Intensidad máxima dependiendo sección e instalación (UNE-HD 60364-5)

Por tanto, para una sección de 1,5 mm² la intensidad máxima admisible será de 26 A.

Hay que destacar que estas intensidades están indicadas para 30°C por lo que será necesario aplicar un factor de corrección debido a temperatura ambiente. En este caso será de 50°C:

Tabla B.52.14 – Factores de corrección para temperatura ambiente diferente de 30 °C a aplicar a los valores de las corrientes admisibles para cables en el aire

Temperatura ambiente °C	Aislamiento			
	PVC	XLPE y EPR	Mineral ^a	
			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	0,95	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

^a Para temperatura ambiente más elevada, consulte el fabricante.

Tabla 24: Factor corrección temperatura (UNE-HD 60364-5)

Por otra parte, se introducirá un factor de reducción debido al número de conductores que se pondrán por fase, lo cual se obtendrá de la siguiente columna marcada en rojo:

Tabla B.52.17 – Factores de reducción para un circuito o un cable multipolar o para un grupo de más de un circuito, o más de un cable multipolar para usarse con las corrientes admisibles de las tablas B.52.2 a B.52.13.

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			B.52.2 a B.52.7 Método C
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				
5	Capa única sobre sistemas de bandejas de escalera, o bridas de amarré, etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				B.52.8 a B.52.13 Métodos E y F

NOTA 1 Estos factores se aplican a grupos homogéneos de cables, cargados por igual.
 NOTA 2 Cuando la distancia horizontal entre cables adyacentes es superior al doble de su diámetro total, no es necesario ningún factor de reducción.
 NOTA 3 Los mismos factores de corrección se aplican:
 - a los grupos de dos o tres cables unipolares;
 - a los cables multipolares.
 NOTA 4 Si un sistema se compone de cables de dos o tres conductores aislados, se toma el número total de cables como el número de circuitos y se aplica el factor de corrección a las tablas para dos conductores cargados para los cables de dos conductores aislados y a las tablas para tres conductores cargados para los cables de tres conductores aislados.
 NOTA 5 Si un agrupamiento está formado por n cables unipolares, puede ser considerado como n/2 circuitos de dos conductores cargados o como n/3 circuitos de tres conductores cargados.
 NOTA 6 Los valores indicados son la media en el rango de las dimensiones de conductores y de los métodos de instalación de las tablas B.52.2 a B.52.13, la precisión general de los valores tabulados está en un ±5%.
 NOTA 7 Para algunas instalaciones y para otros métodos de instalación no contemplados en esta tabla puede ser apropiado utilizar factores calculados para casos específicos, véase por ejemplo las tablas B.52.20 y B.52.21.

Tabla 25: Factor corrección agrupamiento cables (UNE-HD 60364-5)

Para este caso, se tienen 2 conductores por bandeja lo que dará un factor de corrección de 0,85.

Por tanto, la intensidad máxima admisible se calcula cómo:

$$I_{max} = I_{max}' * K_{temp} * K_n = 26 * 0,82 * 0,87 = 18,55 A$$

Y esa será la intensidad máxima admisible que puede circular por esos cables.

A continuación, se procede a calcular la intensidad que discurre por las placas tiene que cumplir:

$$I_{max} \geq I_{placa}$$

Por tanto, partiendo de los cálculos del dimensionamiento de placas:

V _{mpp} serie	1109,42 V
I _{mpp}	9,04 A
I _{sc}	9,57 A

Tabla 26: Datos placas

$$18,55 \text{ A} > 9,57 \text{ A}$$

Cumple

Calculamos la temperatura del conductor:

$$\theta = \theta_0 + (\theta_{iso} - \theta_0) * \left(\frac{I_p}{I_z}\right)^2$$

$$\theta = 50 + (90 - 50) * \left(\frac{9,57}{18,55}\right)^2 = 60,64^\circ\text{C}$$

$$60,64^\circ\text{C} < 90^\circ\text{C}$$

$$\theta < \theta_{iso}$$

Cumple

3.6.2.2 Pérdidas potencia

Usando las fórmulas de los anteriores apartados se llegan a unas pérdidas de potencia muy bajas por lo que el rendimiento no se verá afectado por las mismas:

$$\Delta P(\%) = \frac{\Delta P}{P_{max}} * 100 = 0,16\%$$

3.6.2.3 Caída de tensión

La caída de tensión de una línea trifásica viene dada por la siguiente expresión:

$$\Delta U = 2 * R * L * I_p$$

La reactancia y resistencia kilométrica de la línea, se extrae del datasheet del cable presentado en el apartado 2.

Determinamos la caída de tensión:

$$\Delta U = 2 * 18,55 * 13,22 * 10 * 10^{-5} = 0,05V$$

En valor porcentual:

$$\Delta U(\%) = \frac{100 * \Delta U}{U}$$

$$\Delta U(\%) = \frac{100 * 0,05}{32,63} = 0,15\%$$

La línea objeto del proyecto bajo estas condiciones tienen una caída de tensión del 0,15%.

Por tanto, el cableado utilizado en los ramales de las placas será de sección $1,5\text{mm}^2$.

3.6.3 Cableado de placas solares a inversor.

Este cableado comprende aquel que comunica la salida de la serie de placas solares con el inversor.

Para ello se emplea el mismo cable que en el anterior apartado (ver tabla 12 de este documento) y a continuación se calculará la sección de dicho cable.

3.6.3.1 Límite térmico

El cableado de este tramo es un cable aislado que irá enterrado y cabe citar que según el artículo 2.2.3 de la ITC-BT-20 dichos conductores deberán ir bajo tubo salvo que dispongan de cubierta, pero en este caso al disponer de aislamiento RVK 0,6/1KV XLPE no es obligado disponerlo bajo tubo.

A partir de esta premisa, se dispondrán los cables enterrados directamente.

Por otra parte, todos los dispositivos de la instalación se ha constatado con fabricante que cumplen el grado de protección IP54 por tanto queda garantizada la estanqueidad de los aparatos.

Dejando claro lo anterior y según la norma UNE-HD 60364-5-52 la instalación es de tipo A1 y para una sección de 240mm^2 tiene una intensidad máxima admisible de 321 A.

Según la ITC-LAT-05 los conductores aislados deberán ir enterrados a 0,8 metros de la zona superficial y por tanto se dispondrá a esta distancia (el cable más próximo a la superficie).

Por tanto, al estar enterrados, se considera una temperatura del terreno de 25°C y a su vez no se le tendrá que aplicar un coeficiente de temperatura a la intensidad máxima admisible. Dicho lo anterior, y conociendo que por este tramo de cable circula una corriente de 307,36 A < 321 A se puede concluir que la sección utilizada cumple por límite térmico.

Si calculamos la temperatura del conductor, esta será de $84,59^\circ\text{C}$ que al ser menor a 90°C , cumple.

3.6.3.2 Pérdidas de potencia

La pérdida de potencia para este tramo es de 0,55% por lo que son despreciables.

3.6.3.3 Caída de tensión

La caída de tensión para este tramo sabiendo que la longitud total del mismo es de 60 metros para el más desfavorable (si cumple la caída de tensión para este tramo cumplirá para el resto), se concluye con que la caída de tensión para el tramo más desfavorable entre serie de placas e inversor es de 3,082V lo que se traduce a una caída de tensión de 0,28% por lo que cumple con el mínimo recomendado.

Destacar que todo el cableado de baja tensión es del fabricante PRYSMIAN GROUP por lo que los datos de intensidades máximas y resistencias del conductor son los que figuran en la tabla 12.

3.7 CABLEADO LÍNEA EVACUACIÓN

Para el cableado de la línea de evacuación se emplearán la misma gama de cables empleada para el cableado de media tensión del fabricante ELAND CABLES.

Destacar que dicho cableado es de cobre y con aislamiento XLPE 18/30 KV siendo la instalación subterránea bajo tubo.

Cómo en el anterior apartado, los cables se dispondrán a una profundidad de 0,8 metros siendo la zanja realizada según exigencias de la norma.

Al ser enterrado no tendrá factor de corrección por temperatura ya que se encontrará a 25°C y tampoco dispondrá de factor de conductos pegados ya que se dispondrá tierra de por medio.

Dicho lo anterior y sabiendo los siguientes datos:

Potencia	3380 kVA
Tensión en el primario	33 kV
Intensidad en el primario	65,71 A

Tabla 27: Datos transformador MT

Teniendo en cuenta que en esta línea se unirán las intensidades de cuatro transformadores, la intensidad total que discurrirá por esta línea será de 262,8 A.

Por tanto, se aplicará un conductor de 95 mm² para la aplicación con una intensidad máxima de 267,5 A, aplicando los mismos factores de corrección que han sido aplicados para el cálculo de interconexión entre transformador MT y celda.

Por otro lado, la temperatura que alcanzará el conductor será de 69,3°C por lo que cumple ya que es menor a los 70°C que aguanta el cable.

3.8 PROTECCIONES LÍNEAS DE LA INSTALACIÓN

En la instalación eléctrica es necesario disponer de protecciones, tanto en corriente continua como en alterna, de manera que quede garantizada la seguridad, tanto el de la propia instalación como el de las personas que van a manipular en la misma.

En el documento de este proyecto se va a incidir sobre todo en tres tipos de protecciones que son las que deben estar presentes en cualquier tipo de instalación eléctrica:

- Protección contra cortocircuitos
- Protección contra sobrecargas
- Protección de puesta a tierra tanto de contactos directos como indirectos

3.8.1 Protección contracortocircuitos

Para que no se produzca la unión entre dos puntos con potenciales distintos es necesario que se dote a la instalación de estas protecciones tanto en corriente continua como en alterna.

3.8.1.1 En el lado de CC.

Estas protecciones comprenden el tramo entre las placas fotovoltaicas y el inversor.

El cortocircuito en este tramo puede resultar un problema cuando se produce toda la suma de las corrientes de los paneles si hay un error en el conexionado de las mismas llevando la suma de todas ellas a un ramal.

Para evitar esto, se dispondrán de fusibles tipo gPV cuyos cumplan la norma UNE 60269-6 del fabricante SOCOMEC.

Para que queda la instalación protegida se dispondrán tanto en los conductores como en los negativos.

Por tanto y conforme a la ITC-BT 22 del reglamento el dispositivo de sobrecargas en el lado de cc deberá cumplir lo siguiente:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I_f \leq 1,45 * I_z$$

Siendo I_b la corriente de diseño de la línea siendo por tanto la intensidad correspondiente en el módulo PMP de 9,04A e I_z la corriente máxima admisible del conductor seleccionado, la cual ya se había obtenido antes y es de 26 A.

Además, I_f hace referencia al funcionamiento efectivo de la protección y como no existen valores en la norma UNE-60269 SE opta el valor para el caso del fusible tipo gG que por tanto será $1,9 * I_n$.

Dicho lo anterior se podrá despejar el valor de I_n de las fórmulas quedando:

$$9,04 \leq I_n \leq 19,84$$

Por tanto, si se observa la lista de fusibles del datasheet que se recoge en la siguiente tabla:

Tensión nominal 1500 VDC						
Calibre (A)	Tamaño del fusible	W @ In	Potencia disipada		Capacidad de interrupción	Referencia
			W @ 0,7 In	W @ 0,8 In		
Fusibles cilíndricos gPV						
2	10x85	3,42	1,28		10	61PV 0002
4	10x85	2,91	1,16		10	61PV 0004
6	10x85	2,65	1,1		10	61PV 0006
8	10x85	2,79	1,16		10	61PV 0008
10	10x85	4,38	1,81		10	61PV 0010
12	10x85	4,43	1,83		10	61PV 0012
16	10x85	4,13	1,75		10	61PV 0016
20 ⁽¹⁾	10x85	5,14	2,13		10	61PV 0020 ⁽¹⁾
25 ⁽¹⁾	10x85	5,48	2,28		10	61PV 0025 ⁽¹⁾

Tabla 28: Calibre fusible gPV (SOCOMEc)

Por tanto, se optará por el calibre de 12 A.

Destacar que se seleccionan los de 1500 Vdc porque esa será la máxima tensión del inversor. Además, dichos fusibles deberán de satisfacer según la ITC-BT-22 las siguientes normas para garantizar la protección frente a cortocircuitos:

$$P_{dc} \leq I_{cc}$$

El poder de corte del fusible es de 10KA, mucho más alto que la corriente de cortocircuito máxima que podría pasar por tanto por este lado está protegida.

$$I_s \geq I f_5$$

La corriente de cortocircuito admisible es de 96 A a los 5 segundos y de la siguiente gráfica se obtiene la corriente mínima capaz de hacer actuar al fusible en un tiempo igual a 5 segundos, de la cual se obtiene 40 A.

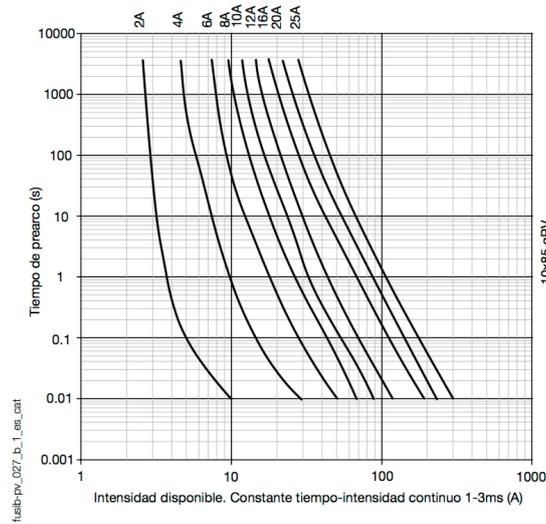


FIGURA 33: GRÁFICO FUSIBLE GPV (SOCOMEC)

Por otra parte, de la misma norma se cita que debe cumplir la siguiente fórmula:

$$I_{cc_{min}} \geq I f_5$$

Siendo la intensidad de cortocircuito mínima 615,4A también cumple con esta restricción de la norma.

Por tanto, los fusibles de corriente continua seleccionados para la protección de cortocircuitos serán válidos.

3.8.1.2 En el lado de CA, a la salida del inversor.

Ahora se va a proceder al cálculo de las protecciones entre el inversor y la estación de potencia de la instalación.

Para ello, se colocará un interruptor magnetotérmico tipo C en el cuadro de AC. Cabe destacar que los magnetotérmicos del transformador de auxiliares tanto del primario como del secundario cómo las protecciones que van dentro de los cuadros que conforman el inversor serán facilitados y calculados ya por el fabricante de los mismos equipos.

Dicho esto, el magnetotérmico que se va a emplear es del fabricante Schneider.

Destacar que para el cálculo del magnetotérmico es necesario conocer los requisitos de la distribuidora de la zona que en este caso es IBERDROLA. Por tanto, se deberá cumplir la siguiente especificación:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$1,3 * I_n \leq 1,45 * I_z$$

Sabiendo que I_b es la corriente máxima del inversor siendo de 403,5A y que la intensidad máxima que puede circular el conductor es de 393,32 A:

$$393,32 \leq I_n \leq 400$$

$$I_n \leq 446,15$$

También se tendrá que tener en cuenta el poder de corte del magnetotérmico que deberá de ser mayor a la máxima corriente de cortocircuito donde se dispondrá el magnetotérmico el cual será de 48,8KA.

A su vez la corriente de disparo del magnetotérmico deberá de ser menor a la de la corriente de cortocircuito mínima que puede producirse aguas debajo de la protección, la cual para este caso será de 4,212 KA

Por tanto, se selecciona un magnetotérmico de Schneider Electric de 400 A con capacidad de corte de 36kA y la corriente de disparo será de 630 A por lo que es óptimo para esta aplicación.

3.8.1.3 En el lado de CA, a la salida del trafo de MT.

Esta protección hace referencia a la protección de cortocircuitos que se ha detallado en el apartado 3.5 para justificar el dimensionamiento del conductor de media tensión, se trata de un relé que se incorpora dentro de la celda de MT proporcionada por el mismo proveedor, Siemens, cuya curva se detalla en la figura 13.

3.8.2 Protección contra sobretensiones

Esta protección deberá limitar la sobretensión transitoria a unos límites que permitan ser admisibles por los mismos.

Para la protección fotovoltaica tanto la del cuadro de corriente alterna como el de corriente continua se seleccionará de tipo 2 la cual deberá cumplir con las especificaciones de la ITC-BT-23:

- Cumplimiento de la categoría II al tratarse de una instalación eléctrica fija
- La tensión aplicada de manera permanente deberá ser menor que la máxima que soporta el dispositivo de manera permanente
- Intensidad nominal de descarga mayor a 5kA por ser de tipo 2 siendo la onda de corriente 8/20 microsegundos.
- La conexión a tierra de dicho dispositivo deberá ser al menos de 4mm² de sección.

Por tanto, se dispondrá de un protector de sobretensiones del fabricante DEHN tipo 2 de tensión nominal 600, tensión de trabajo 750V y corriente nominal de descarga 15 KA con onda 8/20 microsegundos:



Tipo DG M ...	WE 600	WE 600 FM
Art. No.	552 202	552 207
DPS según EN 61643-11 / IEC 61643-11	Tipo 2 / Clase II	Tipo 2 / Clase II
Máx. tensión permisible de servicio AC (U _c)	600 V (50 / 60 Hz) V	600 V (50 / 60 Hz) V
Tensión nominal del varistor (U _{nom})	750 V	750 V
Corriente nominal de descarga (8/20 µs) (I _n)	15 kA	15 kA
Corriente máx. de descarga (8/20 µs) (I _{max})	25 kA	25 kA
Nivel de protección (Up)	≤ 3 kV	≤ 3 kV
Fusible previo máx.	100 A gG	100 A gG
Certificaciones	KEMA, UL	KEMA, UL
Tipo de contacto de señalización remota	—	contacto conmutado

FIGURA 34: PROTECTOR SOBRETENSIONES DE LA INSTALACIÓN (DEHN)

3.8.3 Protección contactos directos e indirectos y puesta a tierra.

Aparte de las protecciones que se han definido en los apartados anteriores para la instalación como el resto de protecciones que tienen incorporados cada uno de los equipos de manera interna se deberá conectar a tierra tanto la parte de corriente continua de la instalación, es decir, las placas, cómo la parte de alterna de la misma.

3.8.3.1 Puesta a tierra en ca

Para el cálculo de la sección del neutro de ca, se va a atender a la norma UNE-HD 60364-5-54_2015 y en concreto al apartado de área de sección transversal mínima en sus dos vertientes, siendo el cableado de la puesta a tierra de cobre desnudo:

- Mediante el cálculo de cortocircuito.
- Mediante tablas.

3.8.3.1.1 Cálculo mediante cortocircuito

Para este cálculo se parte de la norma UNE-HD 60364-5-54_2015 y en concreto el apartado 543.1.2:

543.1.2 Las áreas de las secciones transversales de los conductores de protección no deben ser inferiores al valor determinado:

- de acuerdo con la Norma IEC 60949; o
- por la siguiente fórmula aplicable únicamente para los tiempos de desconexión que no excedan de 5 s:

$$S = \frac{\sqrt{I^2 t}}{k}$$

donde

S es el área de la sección transversal en mm²;

I es el valor eficaz expresado en amperios de la corriente de defecto esperada, para un defecto de impedancia despreciable, que puede circular a través del dispositivo de protección (véase la Norma IEC 60909-0);

t es el tiempo de operación en segundos del dispositivo de protección para una desconexión automática;

k es el factor dependiente del material del conductor de protección, del aislamiento y otras partes y de las temperaturas iniciales y finales (para el cálculo de k , véase el anexo A).

Cuando la aplicación de la fórmula produce un tamaño no estándar, se debe usar el conductor que tenga como mínimo el tamaño estándar mayor más próximo.

NOTA 1 Conviene tener en cuenta el efecto limitador de corriente de las impedancias del circuito y la limitación de $I^2 t$ del dispositivo de protección.

NOTA 2 Para limitaciones de temperaturas para instalaciones en atmósferas potencialmente explosivas, véase la Norma IEC 60079-0.

NOTA 3 Como las cubiertas metálicas de los cables con aislamiento mineral de acuerdo con la Norma IEC 60702-1 tienen una capacidad de defecto a tierra mayor a la de los conductores de línea, no es necesario calcular el área de la sección transversal de las cubiertas metálicas cuando son utilizadas como conductores de protección.

FIGURA 35: SECCIÓN CONDUCTOR DEPENDIENDO DE LA TEMPERATURA Y LA INTENSIDAD (UNE-HD 60364-5)

Por tanto, previamente se va a realizar el cálculo de la intensidad de cortocircuito.

Además de ello, se tendrá que tener en cuenta la consideración que se cita en el apartado 543.1.4:

543.1.4 Cuando un conductor de protección es común a dos o más circuitos, su área de la sección transversal debe ser:

- calculada de acuerdo con el apartado 543.1.2 para la peor corriente de defecto esperada y el peor tiempo de operación encontrado en estos circuitos; o
- seleccionado de acuerdo con la tabla 54.2 de manera que se corresponda al área de la sección transversal del conductor de línea más grande de los circuitos.

FIGURA 36: SECCIÓN MÍNIMA (UNE-HD 60364-5)

Por consiguiente, se va a hacer los cálculos para la parte de alta tensión y para el de baja tensión para comprobar si cumple la sección para ambos casos, teniendo de premisa que el más limitante será el corto de baja tensión.

3.8.3.1.1.1 Cálculo en el lado de baja tensión

Para este cálculo previamente se obtiene la impedancia tal que:

$$Z' = \frac{U_s^2}{S} * \sqrt{3} = \frac{(600 \text{ V})^2}{3270000 \text{ VA}} * \sqrt{3} = 0,1907 \Omega$$

Sabemos por la siguiente tabla de la norma que la impedancia de cortocircuito para una potencia de 3270kVA es del 7%:

Table 1 – Recognized minimum values of short-circuit impedance for transformers with two separate windings

Short-circuit impedance at rated current	
Rated power kVA	Minimum short-circuit impedance %
Up to 630	4,0
631 to 1 250	5,0
1 251 to 2 500	6,0
2 501 to 6 300	7,0
6 301 to 25 000	8,0
25 001 to 40 000	10,0
40 001 to 63 000	11,0
63 001 to 100 000	12,5
Above 100 000	>12,5

NOTE 1 Values for rated power greater than 100 000 kVA are generally subjected to agreement between manufacturer and purchaser.
NOTE 2 In case of single-phase units connected to form a three-phase bank, the value of rated power applies to three-phase bank rating.

Tabla 29: Impedancia de cortocircuito en % según potencia (IEC-60781)

Por tanto, nos queda una impedancia de transformador:

$$Z = Z' * ucc\% = 0,1907 \Omega * 0,07 = 0,01335 \Omega$$

Además de lo anterior por la norma IEC 60865-1:2011 se calcula la intensidad de cortocircuito monofásico (entre fase y tierra) ya que es el valor de corto esperado en dicho conductor, tal que:

Tabla 103 – Corriente monofásica de defecto de arco entre fase y tierra en función de la puesta a tierra de neutro de la red

Tipo de puesta a tierra de neutro de la red	Corriente de defecto de arco entre fase y tierra
Neutro aislado	Hasta el 87% del valor asignado de la corriente de defecto de arco trifásico
Neutro puesto a tierra a través de impedancia	El 100% del valor asignado de la corriente de defecto de arco entre fase y tierra
Neutro rígido a tierra	El 100% del valor asignado de la corriente de defecto de arco trifásico

NOTA 1 Si la corriente de defecto de arco entre fase y tierra cubre la condición de neutro rígido a tierra, el resto de las condiciones de puesta a tierra de la red están también cubiertas.
NOTA 2 Para sistemas con neutro aislado, la corriente de defecto entre fase y tierra máxima teóricamente podría alcanzar valores hasta el 87% del valor asignado de la corriente de defecto de arco trifásico (corriente de defecto entre fase y tierra bajo condiciones de defecto a tierra doble). Sin embargo, defectos a tierra dobles en lugares independientes muy próximos a defectos entre fase y tierra tienen muy pocas probabilidades de suceder. Por lo tanto esta condición puede no ser aplicable y el usuario puede especificar un valor asignado para la corriente de defecto de arco entre fase y tierra reducido.

Tabla 30: Corriente monofásica de defecto de arco fase y tierra (IEC 60865-1)

$$I_{cc} = \frac{c * U_s * 0,87}{\sqrt{3} * Z} = \frac{1,05 * 600 V * 0,87}{\sqrt{3} * 0,01335 \Omega} = 23703,8 A$$

Para el coeficiente del conductor c se va a partir de que es un conductor desnudo de cobre y que se encuentra en condiciones normales de funcionamiento.

Hay que destacar de esta tabla, que el cable de tierra empleado es de cobre y desnudo Dicho lo anterior el coeficiente k será igual a 159. En este punto, se tienen dos incógnitas; el tiempo de disparo del relé y la sección del neutro desnudo.

Después de interpolar, mostrando en este documento sólo el valor optado finalmente para la instalación, se dispone una sección de 50 mm²

Y con esto, ya estamos en disposición de calcular el tiempo de disparo del relé de la celda, tal que:

$$t \leq \left(\frac{S_{pe} * k}{I_{cc}} \right)^2 = \left(\frac{50 * 159}{23703,8} \right)^2 = 0,11 \text{ s}$$

Destacar que la fórmula empleada en este cálculo es la de la norma UNE-HD 60364-5-54:2015 en el apartado 543.1.2

Por tanto, el tiempo máximo de disparo de relé para que cumplan las especificaciones la sección instalada en campo de 50mm² es de 0,11 segundos.

Para la configuración del relé es necesario conocer los siguientes parámetros:

3.8.3.1.1.2 Intensidad en el primario cuando se produce un corto en el secundario:

Ahora se va a realizar el cálculo de la intensidad del primario a partir de la intensidad de cortocircuito del secundario según la relación de transformación:

$$m = \frac{U_p}{U_s} = \frac{I_2}{I}$$

$$I = \frac{U_s * I_2}{U_p} = \frac{0,6 \text{ kV} * 23,704 \text{ kA}}{32 \text{ kV}} = 0,44 \text{ kA}$$

3.8.3.1.1.3 Intensidad nominal del relé:

Ahora, siguiendo las curvas que nos facilita el proveedor sobre el relé de la celda, se presenta a continuación la curva cuando hay un fallo de tierra.

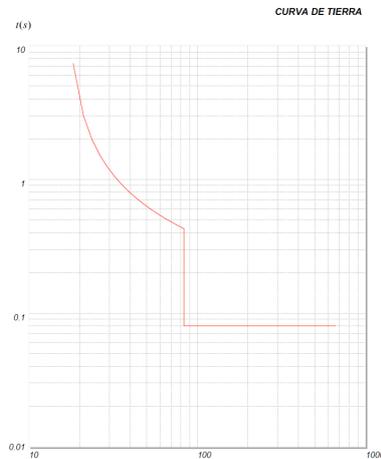


FIGURA 37: CURVA DISPARO DISYUNTOR FALLO TIERRA (EKOR)

Siendo el eje de las X la intensidad que pasa por el relé en A y el eje de las y el tiempo que tarda en disparar con esa intensidad.

Dicho lo anterior, a las intensidades del caso más desfavorable de fallo a tierra el disparo será instantáneo, siendo el tiempo de disparo de 0,08 segundos, por tanto, cumple.

Ahora se calcula la sección que se obtendría con este tiempo de disparo comprobando que será menor a 50mm²:

$$S_{pe} = \frac{\sqrt{I_{cc}^2 * t}}{k} = \frac{\sqrt{23704^2 * 0,08}}{159} = 42,17 \text{ mm}^2$$

Con lo que:

$$S_{pe} < S_{instalada}$$

$$42,17 \text{ mm}^2 < 50 \text{ mm}^2$$

3.8.3.1.1.4 Cálculo en el lado de alta tensión

Ahora se procede al cálculo en el lado de alta tensión cómo se ha realizado en el lado de baja tensión, pero partiendo del tiempo de disparo de relé que se ha obtenido en el apartado anterior de 0,08 segundos, ya que si cumple la sección con esta configuración de relé quedará la línea protegida para ambos casos.

Para este cálculo previamente se obtiene la impedancia:

$$Z = \frac{u_{cc}\% * U_s}{\left(\frac{U_s}{U_p}\right)^2 * S} = \frac{6\% * (600 \text{ V})^2}{\left(\frac{0,6 \text{ kV}}{32 \text{ kV}}\right)^2 * 3270000 \text{ VA}} = 18,8 \Omega$$

Se obtiene el cortocircuito entre fase y tierra como se obtuvo para la parte de alta:

$$I_{cc} = \frac{c * U_p * 0,87}{\sqrt{3} * Z} = \frac{1,1 * 32000 \text{ V}}{\sqrt{3} * 18,8 \Omega} * 0,87 = 940,5 \text{ A}$$

Como el valor es superior a 100 A, el disparo será instantáneo a 0,08 s.

Y con esto, ya estamos en disposición de calcular la sección del conductor, tal que:

$$S_{pe} = \frac{\sqrt{I_{cc}^2 * t}}{k} = \frac{\sqrt{940,5^2 * 0,08}}{138} = 1,93 \text{ mm}^2$$

Con lo que:

$$S_{pe} < S_{instalada}$$

$$1,64 \text{ mm}^2 < 50 \text{ mm}^2$$

Y con este resultado nos tendremos que remitir al apartado 543.4.1 de la norma:

543.4 Conducteurs PEN

543.4.1 Un conducteur PEN ne peut être utilisé que dans les installations fixes et, pour des raisons mécaniques, doit avoir une section au moins égale à 10 mm² en cuivre ou 16 mm² en aluminium.

La section du conducteur PEN répond aux conditions imposées en 524 pour le conducteur neutre.

FIGURA 38: SECCIÓN MÍNIMA DE TIERRA INTENSIDAD (UNE-HD 60364-5)

Por tanto, al ser el material de cobre la sección mínima para el lado de baja será **10 mm²** y como se había indicado anteriormente el corto de baja será el limitante para el dimensionamiento del cable de tierra, por tanto, el conductor dispuesto de tierra de 50mm² cumple.

Con lo que:

$$S_{pe} < S_{instalada}$$

$$10 \text{ mm}^2 < 50 \text{ mm}^2$$

3.8.3.1.2 Cálculo mediante tabla

Ahora se va a obtener el cálculo de la sección del neutro a partir de la tabla recogida en el apartado 543.1.1 de la norma UNE-HD 6364-5-54:

Tabla 54.2 – Área de la sección transversal mínima de conductores de protección (cuando no se calcula de acuerdo con el apartado 543.1.2)

Área de la sección transversal de conductor de línea, S mm ² Cu	Área de la sección transversal mínima del correspondiente conductor de protección mm ² Cu	
	Si el conductor de protección es del mismo material que el del conductor de línea	Si el conductor de protección no es del mismo material que el del conductor de línea
S ≤ 16	S	$\frac{k_1}{k_2} \times S$
16 < S ≤ 35	16 ^a	$\frac{k_1}{k_2} \times 16$
S > 35	$\frac{S}{2}$ ^a	$\frac{k_1}{k_2} \times \frac{S}{2}$

donde

*k*₁ es el valor de *k* para el conductor de línea derivado de la fórmula del anexo A o seleccionado en las tablas de la Norma IEC 60364-4-43, de acuerdo con los materiales del conductor y del aislante;

*k*₂ es el valor de *k* para el conductor de protección, seleccionado en las tablas A.54.2 a A.54.6 según aplique.

^a Para un conductor PEN, se permite la reducción del área de la sección transversal únicamente de acuerdo con las reglas para el dimensionamiento del conductor neutro (véase la Norma IEC 60364-5-52).

Tabla 31: Sección mínima conductor (UNE-HD 6364-5)

Por tanto, cómo nuestra sección es mayor a 35 mm² y el neutro y conductor son del mismo material, se selecciona la recuadrada en rojo.

Por tanto, aplicando la fórmula de la tabla 54.2:

$$S_{neutro} = \frac{S_{cond}}{2} = 47,5 \text{ mm}^2$$

Por tanto, este valor al ser mayor que con el otro método será este último cálculo el determinante para la sección del neutro a instalar, es decir el neutro para la parte de alterna será de 50 mm².

3.8.3.1 Puesta a tierra en cc

Para la puesta a tierra de las placas solares fotovoltaicas se tendrán en cuenta las consideraciones reflejadas en el Real Decreto 1663/2000 en la que se dicta que será necesario realizarla de manera que no se produzcan alteraciones en la red distribuidora y que haya separación galvánica entre las mismas y la instalación fotovoltaica.

Destacar que el transformador de media tensión utilizado en el proyecto presenta dicha protección.

Volviendo a la cc de la instalación, se aislarán las placas solares utilizando un sistema tipo IT o sistema flotante como se muestra en la siguiente figura, estando los elementos activos aislados y las masas metálicas de los mismos conectados a tierra:

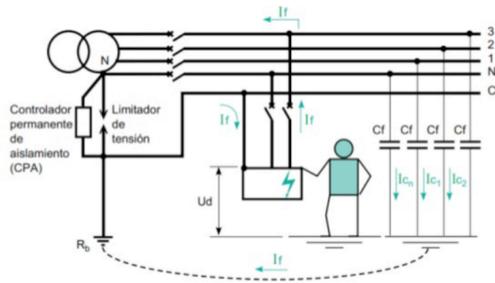


FIGURA 39: PUESTA A TIERRA ESQUEMA IT (SLIDESHARE)

Cabe destacar que un primer defecto de esta conexión no producirá tensiones de contacto peligrosas por la alta resistencia entre neutro y tierra dejando el circuito abierto entre ambas permanentemente, no ocurriendo cuando se produce el segundo defecto por lo que será necesario disponer en el inversor de vigilante de aislamiento y las protecciones de sobretensiones se dispondrán de clase II.

Todo lo dicho en el anterior párrafo está recogido en la ITC-BT-24.

Por tanto, de cada una de las placas solares se dispondrá puesta a tierra de 2,5 mm² como se muestra en la siguiente figura y se unirán al resto del string formando una tierra común de sección de 35 mm²:

Tabla 1. Secciones mínimas convencionales de los conductores de tierra

TIPO	Protegido mecánicamente	No protegido mecánicamente
Protegido contra la corrosión*	Según apartado 3.4	16 mm ² Cobre 16 mm ² Acero Galvanizado
No protegido contra la corrosión		25 mm ² Cobre 50 mm ² Hierro

* La protección contra la corrosión puede obtenerse mediante una envoltura

Tabla 32: Sección mínima puesta a tierra cc (SLIDESHARE)

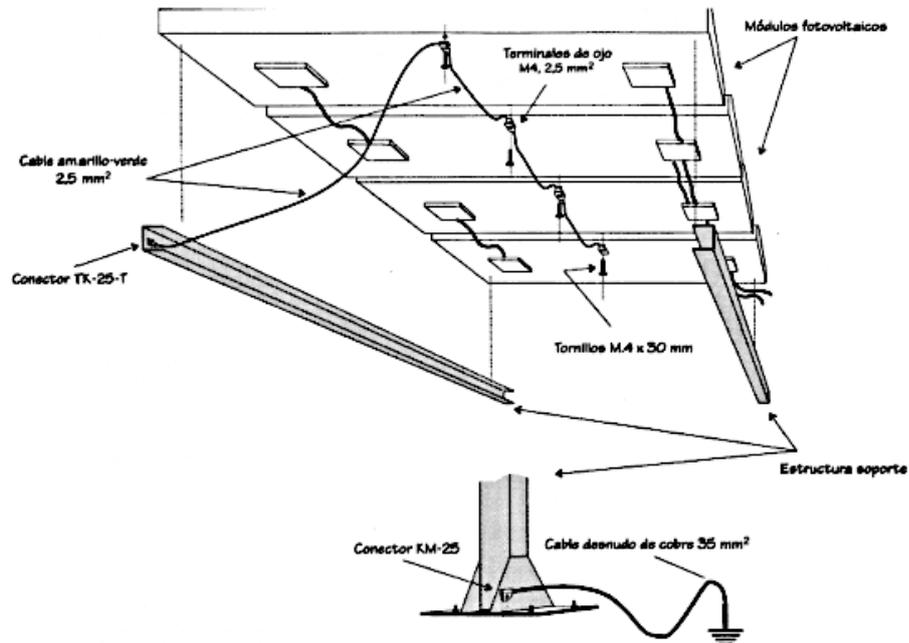


FIGURA 40: PUESTA A TIERRA PLACAS SOLARES (SOLAER)

3.9 ESTUDIO ENERGÉTICO INSTALACIÓN

Hasta ahora se ha estado hablando de la potencia pico que produce la instalación que se ha diseñado, pero también es interesante conocer la energía que producirá la instalación anualmente, la cual queda expresada con la siguiente fórmula:

$$E_p = \frac{P_p * \left(\frac{G(\alpha, \beta)}{G^*} \right)}{\eta}$$

Siendo:

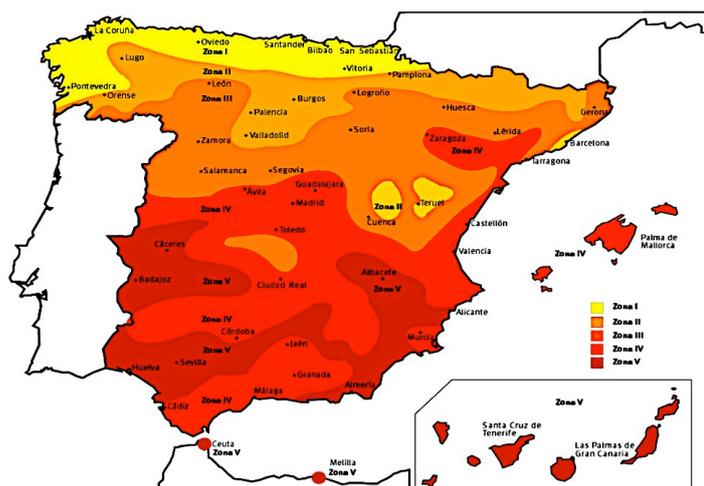
P_p = Potencia pico de la instalación que en este caso cómo se ha calculado en apartados anteriores es de 10,03 MWp.

G^* =Irradiación anual efectiva en $1\text{KW}/\text{m}^2$

η =Efectividad de la instalación, habrá que obtener un balance aproximado de las pérdidas de la instalación para obtener un valor energético más fiel a la realidad.

3.9.1 Irradiación anual de la instalación.

En la siguiente figura se muestran los niveles de irradiación en España donde se dividen cada una de las regiones según la radiación solar. La instalación de proyecto se encuentra en la provincia de Valencia, por tanto, la instalación elegida será de zona IV:



Zona 1: < 3,8 kWh/m²
Zona 2: 3,8 – 4,2 kWh/m²
Zona 3: 4,2 – 4,6 kWh/m²
Zona 4: 4,6 – 5,0 kWh/m²
Zona 5: >5,0 kWh/m²

FIGURA 41: RADIACIÓN SOLAR EN ESPAÑA (AEMET)

En la instalación, para la determinación de la irradiación solar se va a partir de los datos facilitados por PVGIS, en los que se hace un estudio anual de un año tipo basado en un promedio de la irradiancia anual de años reales que realiza el propio programa.

Esta forma de obtener la irradiancia será más cercana a la que se encontrará la instalación a diseñar ya que parte de las coordenadas exactas en las que se dispondrá la instalación y se basa en años reales anteriores por tanto el factor de error a la hora de la realización de los cálculos será mínimo.

Para ello, en el siguiente apartado, se realizará un balance de pérdidas para cada una de las hipótesis estudiadas en este trabajo; placas inclinación óptima estructura fija, placas situadas horizontalmente y placas con seguimiento de eje, y posteriormente se obtiene la energía producida anual atendiendo a las pérdidas y a cada una de las alternativas.

3.9.2 Balance pérdidas

Para este proyecto puesto que está en fase de diseño no se puede evaluar de manera exacta las pérdidas que se originarán dentro de la instalación.

En contraposición de lo anterior, a partir de la visión general que se ha obtenido atendiendo a cada uno de los apartados que conforman este proyecto, con ayuda de las simulaciones de pérdidas que ofrece el programa PVSYS, si se puede elaborar un balance de pérdidas de manera que este cálculo sea próximo a lo que en realidad va a suceder a la hora de la puesta en marcha de la instalación.

Dicho lo anterior las pérdidas que se han tenido en cuenta a la hora de realizar el balance son las siguientes:

- Pérdidas por suciedad y polvo debido a que la instalación se encuentra en la intemperie y que, aunque se hagan labores de mantenimiento y limpieza es inevitable que se produzcan. Destacar que, en las placas con mayor inclinación, al ser más fácil la auto limpieza este porcentaje será menor, siendo el caso más desfavorable el de las placas situadas horizontalmente y menor en seguimiento de eje.
- Pérdidas angulares y espectrales debidas a que el espectro no será constante durante todo el año, este porcentaje será mayor para las placas horizontales y menor para las de seguimiento de eje.
- Pérdidas de resistencia DC/AC por sobredimensionamiento del inversor en cuyo caso al no ser un sobredimensionamiento elevado se dispone al 2% para todos los casos.
- Pérdidas del cableado lo cual se disponen a un 4% para el caso de placas monocristalinas, en el caso de policristalinas se dispone de más placas y por tanto de más cableado y por eso el porcentaje es mayor.
- Pérdidas debidas a la potencia debido a problemas de fabricación en la que el fabricante estima un error del 5% tanto para placas monocristalinas como policristalinas (consulta fabricante, no obtenido mediante simulación), por tanto, se valora este valor para el balance de pérdidas.
- Pérdidas por sombra, los módulos se han dispuesto de manera que no se produzcan sombreado entre ellas, pero se puede dar el caso de que en determinados momentos se produzcan sombra por lo que para hacer los cálculos basándose en la situación más desfavorable se calcula entorno al 2%, siendo este valor en las placas horizontales de 0% ya que están alejadas a una distancia mucho mayor que la mínima.
- Pérdidas por temperatura, se producen pérdidas debidas al aumento de temperatura de los equipos de la instalación por sobrecalentamiento siendo menor este calentamiento en las placas monocristalinas como en las policristalinas (teniendo en cuenta el factor de fabricante con el cual se ha calculado la temperatura máxima que soporta la célula del panel).

Con todo lo dicho anteriormente el balance de pérdidas quedan de la siguiente manera:

Tipo	Proporción
Suciedad y polvo	2%
Angulares y espectrales	3%
DC/AC	2%
Cableado	4%
Fabricación Placas	5%
Sombras	2%
Temperatura	3%

Otros	3%
Total pérdidas	24%
Rendimiento Instalación	76%

Tabla 33: Balance Pérdidas Estructura Fija 36º monocristalina

Estas pérdidas serán las que se tendrán en cuenta para el cálculo de la instalación con estructura fija a 36 grados, para el caso de placas horizontales las pérdidas serán un poco mayores en torno a un 26 % debido al factor angular espectral y a la suciedad y para el caso de seguimiento de eje las pérdidas serán del 23% debido a menor sombreado, pero se tendrá que tener en cuenta un mayor aumento de la temperatura debido a que al estar las placas dispuestas siempre en el ángulo óptimo los rayos del sol incidirán más directamente en las células y provocaran un mayor incremento de esta.

Por otro lado, se considera para las placas policristalinas con estructura fija 29,5% de pérdidas. El aumento de dichas pérdidas se deberá a el factor temperatura:

Tipo	Proporción
Suciedad y polvo	4%
Angulares y espectrales	5%
DC/AC	2%
Cableado	4%
Fabricación Placas	5%
Sombras	0%
Temperatura	3%
Otros	3%
Total pérdidas	26%
Rendimiento Instalación	74%

Tabla 34: Balance Pérdidas placas ubicadas horizontalmente

Tipo	Proporción
Suciedad y polvo	1%
Angulares y espectrales	1%
DC/AC	2%
Cableado	4%
Fabricación Placas	5%
Sombras	2%
Temperatura	4%
Otros	3%
Total pérdidas	23%
Rendimiento Instalación	77%

Tabla 35: Balance Pérdidas Estructura con seguimiento

Tipo	Proporción
Suciedad y polvo	2%
Angulares y espectrales	3%
DC/AC	2%
Cableado	6%
Fabricación Placas	5%
Sombras	2%
Temperatura	8%
Otros	3,5%
Total pérdidas	29,5%
Rendimiento Instalación	70,5%

Tabla 36: Balance Pérdidas Estructura FIJA 36º policristalina

3.9.3 Energía producida anualmente.

Para obtener la energía producida anualmente se partirá de la simulación de PVGIS, del cual introduciendo la potencia pico de la instalación, la ubicación de la misma y las pérdidas totales se obtienen los resultados indicados en los siguientes apartados.

3.9.3.1 Placas monocristalinas estructura fija 36 grados

Resultados de la simulación:	
Ángulo de inclinación [°]:	36 (opt)
Ángulo de azimut [°]:	-2 (opt)
Producción anual FV [kWh]:	15200000
Irradiación anual [kWh/m ²]:	2000
Variación interanual [kWh]:	445000.00
Cambios en la producción debido a:	
Ángulo de incidencia [%]:	-2.6
Efectos espectrales [%]:	0.5
Temperatura y baja irradiancia [%]:	-7.8
Pérdidas totales [%]:	-24.1

Tabla 37: Resultados obtenidos simulación placas estructura fija (PVGIS)

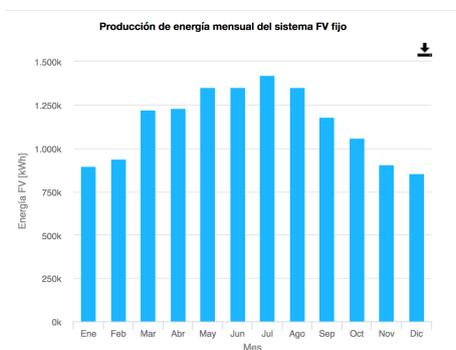


FIGURA 42: ENERGÍA PRODUCIDA EN UN AÑO POR LA INSTALACIÓN (PVGIS)

Por tanto, la energía media producida anualmente será de 15,2 MWh, que será el valor del que se partirá el primer año de producción de la instalación ya que conforme pase el tiempo la efectividad de las placas irá en disminución para esta primera hipótesis.

Según datos de fabricante de las placas solares que se van a utilizar la pérdida de efectividad anual de dichas placas estará en torno al 0,08% que coincide con los datos normales de estudios que se han hecho sobre las placas monocristalinos.

Esto dato será utilizado posteriormente para la determinación de los beneficios del cultivo solar del proyecto en el apartado del estudio económico.

3.9.3.2 Placas monocristalinas planas

Resultados de la simulación:	
Ángulo de inclinación [°]:	0
Ángulo de azimut [°]:	0
Producción anual FV [kWh]:	12700000
Irradiación anual [kWh/m ²):	1710
Variación interanual [kWh]:	324000.00
Cambios en la producción debido a:	
Ángulo de incidencia [%]:	-3.6
Efectos espectrales [%]:	0.4
Temperatura y baja irradiancia [%]:	-7.7
Pérdidas totales [%]:	-25.9

Tabla 38: Resultados obtenidos simulación placas planas (PVGIS)

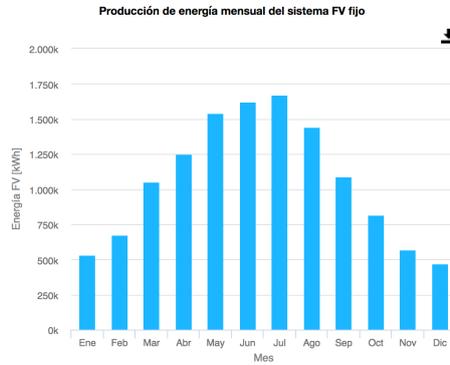


FIGURA 43: ENERGÍA PRODUCIDA EN UN AÑO POR LA INSTALACIÓN (PVGIS)

Por tanto, la producción total anual para esta hipótesis será de 12,7MWh al año, inferior al obtenido en el apartado anterior como se había deducido.

Destacar que esta producción será para el primer año ya que al utilizar células monocristalinas la pérdida de productividad de energía se sitúa en 0,08% al año.

3.9.3.3 Placas monocristalinas con seguimiento de eje

Resultados de la simulación	Dos ejes
Slope angle [°]:	-
Producción anual FV [kWh]:	20700000
Irradiación anual [kWh/m ²):	2700
Variación interanual [kWh]:	697000.0
Cambios en la producción debido a:	
Ángulo de incidencia [%]:	1.3
Efectos espectrales [%]:	0.5
Temperatura y baja irradiancia [%]:	8.3
Pérdidas totales [%]:	23.6

Tabla 39: Resultados obtenidos simulación placas con seguimiento (PVGIS)

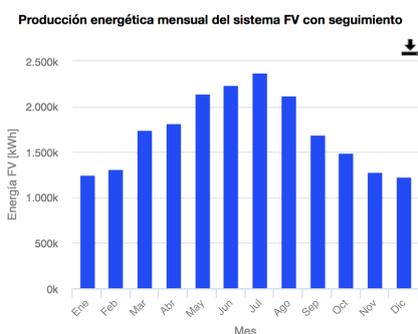


FIGURA 44: ENERGÍA PRODUCIDA EN UN AÑO POR LA INSTALACIÓN (PVGIS)

Por tanto, la producción total anual para esta hipótesis será de 20,7 MWh al año, superiora las dos hipótesis anteriores.

Destacar que esta producción será para el primer año ya que al utilizar células monocristalinas la pérdida de productividad de energía se sitúa en 0,08% al año.

3.9.3.4 Placas policristalinas estructura fija 36 grados

Como ya se había adelantado en otros apartados del proyectos la opción final por la que se decanta finalmente es por la de placas con estructura fija, por tanto para garantizar que se va a optar por la solución óptima se realiza la comparativa de placas monocristalinas y policristalinas por lo que es necesario obtener cual será la producción si se utilizaran estas placas en la instalación.

Datos proporcionados:	
Localización [Lat/Lon]:	39.699, -0.651
Horizonte:	Calculado
Base de datos:	PVGIS-CMSAF
Tecnología FV:	Silicio cristalino
FV instalada [kWp]:	10080
Pérdidas sistema [%]:	22
Resultados de la simulación:	
Ángulo de inclinación [°]:	36
Ángulo de azimut [°]:	-2
Producción anual FV [kWh]:	14100000
Irradiación anual [kWh/m ²]:	1990
Variación interanual [kWh]:	420000.00
Cambios en la producción debido a:	
Ángulo de incidencia [%]:	-2.6
Efectos espectrales [%]:	0.5
Temperatura y baja irradiancia [%]:	-7.7
Pérdidas totales [%]:	-29.5

Tabla 40: Resultados obtenidos simulación placas policristalinas (PVGIS)

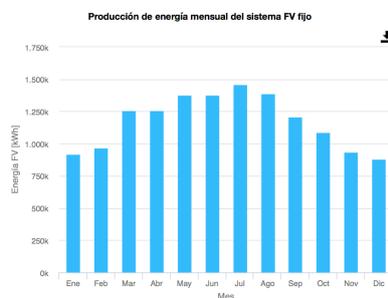


FIGURA 45: ENERGÍA PRODUCIDA EN UN AÑO POR LA INSTALACIÓN (PVGIS)

Por tanto, la producción con células policristalinas se sitúa en 14,1 MWh, inferior a la de placas monocristalinas.

Destacar que la producción calculada, al igual que para los otros casos, es para el primer año, para los restantes al ser policristalinas la eficiencia de la producción de energía será más determinante ya que se sitúa en torno al 3% anuales.

Con este quedan recogidos todos los aspectos técnicos de la instalación.

En el siguiente apartado se detallarán los aspectos económicos que ligados a los anteriores determinarán cual es la instalación óptima para este caso; **instalación solar con placas monocristalinas con estructura fija grado óptimo de 36 grados.**

4. ESTUDIO ECONÓMICO

4.1 PRESUPUESTO

Para el estudio económico previamente se ha hecho un balance de los gastos que se producirán para poder poner en marcha la instalación fotovoltaica y poder empezar a generar beneficios.

Se estima que el proyecto empezara a fabricarse a principios de 2.020 (año 0) y se finalizara al cabo de un año es decir a principios de 2.021(año1).

Para la realización del presupuesto se ha puesto en contacto con cada uno de los fabricantes y en algunos de los costes se ha podido conseguir un descuento en el precio inicial del equipo/material debido al gran volumen que se requiere del mismo debido a la gran envergadura de la instalación., sobre todo en las protecciones, cableado y placas solares.

Aparte de todos los elementos que se incorporan a la instalación, también se tiene en cuenta el recurso humano necesario para dicha instalación, para ello se precisarán dos turnos al día de oficiales electricista (2 por turno),5 especialistas cada turno y el ingeniero que lleva el proyecto.

Otro coste importante que se deberá tener en cuenta para la elaboración del presupuesto será el transporte de todo el material a la planta donde se realizará el cultivo solar.

Cabe destacar que, en cuanto a los equipos de inversores, estaciones de potencia y PPCs, que son los equipos más pesados de la instalación, el coste será muy bajo ya que las fábricas de dichos componentes se encuentran a escasos metros del lugar de instalación.

No es así en el caso de las placas solares, por lo que la mayoría del presupuesto basado en este coste será para el transporte de placas, sin olvidar el de pequeño material como las protecciones, cableado y estructuras.

Por último y no menos importante, también hay que contar con el coste de los elementos que se tienen que disponer para que quede garantizado la seguridad y salud tanto de los trabajadores como posibles personas que transiten cerca de la obra cuando se esté en periodo de construcción del cultivo.

Para ello, se dispondrán de vallas señalizadoras y señalizaciones oportunas durante su instalación, además se dispondrá de una caseta prefabricada con aseo y duchas para los operarios de la planta y de un botiquín con medicina preventiva y elementos de primeros auxilios para que, si se produjera algún accidente, disponer de lo básico para poder atender al herido.

Para las tres primeras hipótesis planteadas (placas monocristalinas en estructura fija, planas y con seguimiento) el valor que cambiará de un presupuesto a otro será la estructura de las placas, la limpieza del terreno (ya que dependiendo de la tipología será necesario más terreno o menos) y el vallado/seguridad de la instalación.

Por otro lado, para la hipótesis de placas policristalinas, será determinante el aumento de cableado, de protecciones de horas de personal y sobretodo de la cantidad de placas a instalar.

Con todo lo citado en este apartado el presupuesto de cada una de las hipótesis de la instalación queda de la siguiente manera:

Placas inclinación 36º				
Descripción	Cantidad	Unidad	Precio/Unidad	Importe
PLACAS SOLARES				
Paneles monocristalinos	1	Unidad	207,45 €	207,45 €
Estructura	0,029	Unidad (1 por string)	1.480,00 €	43,53 €
Fusibles 31F10GLIF	0,029	Unidad	1,91 €	0,06 €
Conexionado macho	0,004	Unidad	2,13 €	0,01 €
Conexionado hembra	0,004	Unidad	2,80 €	0,01 €
Cable tierra cobre desnudo 35 mm ²	0,0053	Bobina (50 metros)	244,98 €	1,30 €
Cable de tierra 2,5 mm ²	0,006	Bobina (50 metros)	17,49 €	0,10 €
Cableado ramales placas	0,000015	Bobina (2500 metros)	1.301,40 €	0,02 €
Oficial electricista	0,500	Horas	25,00 €	12,50 €
Especialista	0,800	Horas	20,00 €	16,00 €
			TOTAL:	280,97 €
Total placas	34000,000	Unidad	280,97 €	9.553.126,378 €
INVERSORES				
Inversores solares	1	Unidad	41.947,67 €	41.947,67 €
Cableado MT	0,125	Bobina (2000 metros)	43.637,00 €	5.454,63 €
Cableado BT	0,25	Bobina (2000 metros)	50.055,30 €	12.513,83 €
Analizador inversor	1	Unidad	213,00 €	213,00 €
Oficial electricista	3	Horas	25,00 €	75,00 €
Especialista	3	Horas	20,00 €	60,00 €
			TOTAL:	60.264,12 €
Total inversores	4,000	Unidad	60.264,12 €	241.056,480 €
ESTACIÓN DE POTENCIA				
SKID	1	Unidad	22.950,00 €	22.950,00 €
UPS	1	Unidad	1.334,98 €	1.334,98 €
Analizador SKID	1	Unidad	189,60 €	189,60 €
Fusibles 40 A	3	Unidad	12,27 €	36,81 €
Magnetotérmico 4/100/C	250	Unidad	17,63 €	4.406,50 €
Magnetotérmico 40 A	1	Unidad	858,18 €	858,18 €
Cable tierra cobre desnudo 50 mm ² M	5	Bobina (50 metros)	252,65 €	1.263,24 €
Cableado MT	0,125	Bobina (2000 metros)	43.637,00 €	5.454,63 €
Protector sobretensiones	1	Unidad	138,25 €	138,25 €
Oficial electricista	6	Horas	25,00 €	150,00 €
Especialista	6	Horas	20,00 €	120,00 €
			TOTAL:	36.902,18 €
Total Estación Potencia	4,000	Unidad	36.902,18 €	147.608,728 €

DISEÑO Y VIABILIDAD DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 10MWP CONECTADA A LA RED EN LÚRIA PROVINCIA DE VALENCIA

PPC				
PPC	1	Unidad	1.126,25 €	1.126,25 €
Cableado BT	0,005	Bobina (2000 metros)	50055,3	250,28 €
Oficial electricista	3	Horas	25,00 €	75,00 €
Especialista	3	Horas	20,00 €	60,00 €
			TOTAL:	1.511,53 €
VALLADO Y SEGURIDAD				
Vallado planta	1500	Metros	403,06 €	604.590,00 €
Sensor óptico seguridad	5	Unidad	300,11 €	1.500,55 €
Especialista	30	Horas	20,00 €	600,00 €
Total Vallado y seguridad	1,000	Unidad	606.690,55 €	606.690,550 €
MAQUINARIA AUXILIAR				
Transporte material incluyendo la carga	380	Horas	128,00 €	48.640,00 €
Limpieza y zanjado del terreno	80	Horas	95,00 €	7.600,00 €
Total Maquinaria auxiliar	1,000	Unidad	56.240,00 €	56.240,000 €
SEGURIDAD Y SALUD				
Valla de contención peatones	1	Unidad	1.655,00 €	1.655,00 €
Señalizaciones	4	Unidad	596,00 €	2.384,00 €
Caseta prefabricada con aseo, vestuario,	2	Unidad	1.750,00 €	3.500,00 €
Medicina preventiva y primeros auxilios	2	Unidad	125,00 €	250,00 €
Especialista	6	Horas	20,00 €	120,00 €
Total Seguridad y salud	1,000	Unidad	7.909,00 €	7.909,000 €
ESTUDIO PROYECTO				
Ingeniero	2024	Horas	50,00 €	101.200,00 €
EPIS	1	Unidades	800,00 €	800,00 €
Total Seguridad y salud	1,000	Unidad	102.000,00 €	102.000,000 €
TOTAL INSTALACIÓN				10.715.260,84 €

Tabla 41: Presupuesto de la instalación estructura fija placas monocristalinas

Por tanto, el precio de la instalación con estructura fija placas monocristalinas asciende a **DIEZ MILLONES SETECIENTOS QUINCE MIL DOSCIENTOS SESENTA EUROS CON OCHENTA Y CUATRO CÉNTIMOS**.

Placas planas				
Descripción	Cantidad	Unidad	Precio/Unidad	Importe
PLACAS SOLARES				
Paneles monocristalinos	1	Unidad	207,45 €	207,45 €
Estructura	0,029	Unidad (1 por string)	400,00 €	11,76 €
Fusibles 31F10GLIF	0,029	Unidad	1,91 €	0,06 €
Conexionado macho	0,004	Unidad	2,13 €	0,01 €
Conexionado hembra	0,004	Unidad	2,80 €	0,01 €
Cable tierra cobre desnudo 35 mm ²	0,005	Bobina (50 metros)	244,98 €	1,30 €
Cable de tierra 2,5 mm ²	0,006	Bobina (50 metros)	17,49 €	0,10 €
Cableado ramales placas	0,000015	Bobina (2500 metros)	1.301,40 €	0,02 €
Oficial electricista	0,500	Horas	25,00 €	12,50 €
Especialista	0,800	Horas	20,00 €	16,00 €
			TOTAL:	249,21 €
Total placas	34000,000	Unidad	249,21 €	8.473.126,378 €
INVERSORES				
Inversores solares	1	Unidad	41.947,67 €	41.947,67 €
Analizador inversor	1	Unidad	213,00 €	213,00 €
Cableado MT	0,125	Bobina (2000 metros)	43.637,00 €	5.454,63 €
Cableado BT	0,25	Bobina (2000 metros)	50.055,30 €	12.513,83 €
Oficial electricista	3	Horas	25,00 €	75,00 €
Especialista	3	Horas	20,00 €	60,00 €
			TOTAL:	60.264,12 €
Total inversores	4,000	Unidad	60.264,12 €	241.056,480 €

DISEÑO Y VIABILIDAD DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 10MWP CONECTADA A LA RED EN LÚRIA PROVINCIA DE VALENCIA

ESTACIÓN DE POTENCIA				
SKID	1	Unidad	22.950,00 €	22.950,00 €
UPS	1	Unidad	1.334,98 €	1.334,98 €
Analizador SKID	1	Unidad	189,60 €	189,60 €
Fusibles 40 A	3	Unidad	12,27 €	36,81 €
Magnetotérmico 4/100/C	250	Unidad	17,63 €	4.406,50 €
Magnetotérmico 40 A	1	Unidad	858,18 €	858,18 €
Cable tierra cobre desnudo 50 mm ² M	5	Bobina (50 metros)	252,65 €	1.263,24 €
Cableado MT	0,125	Bobina (2000 metros)	43.637,00 €	5.454,63 €
Protector sobretensiones	1	Unidad	138,25 €	138,25 €
Oficial electricista	6	Horas	25,00 €	150,00 €
Especialista	6	Horas	20,00 €	120,00 €
			TOTAL:	36.902,18 €
Total Estación Potencia	4,000	Unidad	36.902,18 €	147.608,728 €
PPC				
PPC	1	Unidad	1.126,25 €	1.126,25 €
Cableado BT	0,005	Bobina (2000 metros)	43637	218,19 €
Oficial electricista	3	Horas	25,00 €	75,00 €
Especialista	3	Horas	20,00 €	60,00 €
			TOTAL:	1.479,44 €
Total PPC	2,000	Unidad	1.479,44 €	2.958,870 €
VALLADO Y SEGURIDAD				
Vallado planta	1500	Metros	403,06 €	604.590,00 €
Sensor óptico seguridad	5	Unidad	300,11 €	1.500,55 €
Especialista	30	Horas	20,00 €	600,00 €
Total Vallado y seguridad	1,000	Unidad	606.690,55 €	597.321,200 €
MAQUINARIA AUXILIAR				
Transporte material incluyendo la carga	380	Horas	128,00 €	48.640,00 €
Limpieza y zanjado del terreno	80	Horas	95,00 €	7.600,00 €
Total Maquinaria auxiliar	1,000	Unidad	56.240,00 €	56.240,000 €
SEGURIDAD Y SALUD				
Valla de contención peatones	1	Unidad	1.655,00 €	1.655,00 €
Señalizaciones	4	Unidad	596,00 €	2.384,00 €
Caseta prefabricada con aseo, vestuario,	2	Unidad	1.750,00 €	3.500,00 €
Medicina preventiva y primeros auxilios	2	Unidad	125,00 €	250,00 €
Especialista	6	Horas	20,00 €	120,00 €
Total Seguridad y salud	1,000	Unidad	7.909,00 €	7.909,000 €
ESTUDIO PROYECTO				
Ingeniero	2024	Horas	50,00 €	101.200,00 €
EPIS	1	Unidades	800,00 €	800,00 €
Total Seguridad y salud	1,000	Unidad	102.000,00 €	102.000,000 €
TOTAL INSTALACIÓN				9.622.702,33 €

Tabla 42: Presupuesto de la instalación estructura plana

Por tanto, el precio de la instalación con placas horizontales asciende a **NUEVE MILLONES SEISCIENTOS VEINTISIETE MIL SETECIENTOS DOS EUROS CON TREINTA Y TRES CÉNTIMOS.**

Placas con seguimiento de eje				
Descripción	Cantidad	Unidad	Precio/Unidad	Importe
PLACAS SOLARES				
Paneles monocristalinos	1	Unidad	207,45 €	207,45 €
Estructura	0,029	Unidad (1 por string)	3.160,00 €	92,94 €
Fusibles 31F10GLIF	0,029	Unidad	1,91 €	0,06 €
Conexionado macho	0,004	Unidad	2,13 €	0,01 €
Conexionado hembra	0,004	Unidad	2,80 €	0,01 €
Cable tierra cobre desnudo 35 mm ²	0,005	Bobina (50 metros)	244,98 €	1,30 €
Cable de tierra 2,5 mm ²	0,006	Bobina (50 metros)	17,49 €	0,10 €
Cableado ramales placas	0,000	Bobina (2500 metros)	1.301,40 €	0,02 €
Oficial electricista	0,500	Horas	25,00 €	12,50 €
Especialista	0,800	Horas	20,00 €	16,00 €
			TOTAL:	330,39 €
Total placas	34000,000	Unidad	330,39 €	11.233.126,378 €
INVERSORES				
Inversores solares	1	Unidad	41.947,67 €	41.947,67 €
Analizador inversor	1	Unidad	213,00 €	213,00 €
Cableado MT	0,125	Bobina (2000 metros)	43.637,00 €	5.454,63 €
Cableado BT	0,25	Bobina (2000 metros)	50.055,30 €	12.513,83 €
Oficial electricista	3	Horas	25,00 €	75,00 €
Especialista	3	Horas	20,00 €	60,00 €
			TOTAL:	60.264,12 €
Total inversores	4,000	Unidad	60.264,12 €	241.056,480 €
ESTACIÓN DE POTENCIA				
SKID	1	Unidad	22.950,00 €	22.950,00 €
UPS	1	Unidad	1.334,98 €	1.334,98 €
Analizador SKID	1	Unidad	189,60 €	189,60 €
Fusibles 40 A	3	Unidad	12,27 €	36,81 €
Magnetotérmico 4/100/C	250	Unidad	17,63 €	4.406,50 €
Magnetotérmico 40 A	1	Unidad	858,18 €	858,18 €
Cable tierra cobre desnudo 50 mm ² M	5	Bobina (50 metros)	252,65 €	1.263,24 €
Cableado MT	0,125	Bobina (2000 metros)	43.637,00 €	5.454,63 €
Protector sobretensiones	1	Unidad	138,25 €	138,25 €
Oficial electricista	6	Horas	25,00 €	150,00 €
Especialista	6	Horas	20,00 €	120,00 €
			TOTAL:	36.902,18 €
Total Estación Potencia	4,000	Unidad	36.902,18 €	147.608,728 €
PPC				
PPC	1	Unidad	1.126,25 €	1.126,25 €
Cableado BT	0,005	Bobina (2000 metros)	43637	218,19 €
Oficial electricista	3	Horas	25,00 €	75,00 €
Especialista	3	Horas	20,00 €	60,00 €
			TOTAL:	1.479,44 €
Total PPC	2,000	Unidad	1.479,44 €	2.958,870 €
VALLADO Y SEGURIDAD				
Vallado planta	1500	Metros	403,06 €	604.590,00 €
Sensor óptico seguridad	5	Unidad	300,11 €	1.500,55 €
Especialista	30	Horas	20,00 €	600,00 €
Total Vallado y seguridad	1,000	Unidad	606.690,55 €	1.011.851,100 €
MAQUINARIA AUXILIAR				
Transporte material incluyendo la carga	380	Horas	128,00 €	48.640,00 €
Limpieza y zanjado del terreno	80	Horas	95,00 €	7.600,00 €
Total Maquinaria auxiliar	1,000	Unidad	56.240,00 €	56.240,000 €

SEGURIDAD Y SALUD				
Valla de contención peatones	1	Unidad	1.655,00 €	1.655,00 €
Señalizaciones	4	Unidad	596,00 €	2.384,00 €
Caseta prefabricada con aseo, vestuario,	2	Unidad	1.750,00 €	3.500,00 €
Medicina preventiva y primeros auxilios	2	Unidad	125,00 €	250,00 €
Especialista	6	Horas	20,00 €	120,00 €
Total Seguridad y salud	1,000	Unidad	7.909,00 €	7.909,000 €
ESTUDIO PROYECTO				
Ingeniero	2024	Horas	50,00 €	101.200,00 €
EPIS	1	Unidades	800,00 €	800,00 €
Total Seguridad y salud	1,000	Unidad	102.000,00 €	102.000,000 €
TOTAL INSTALACIÓN				12.805.782,23 €

Tabla 43: Presupuesto de la instalación seguimiento de eje

Por tanto, el precio de la instalación con placas con seguimiento de eje asciende a **DOCE MILLONES OCHOCIENTOS CINCO MIL SETECIENTOS OCHENTA Y DOS EUROS CON VEINTITRES CÉNTIMOS**.

Placas inclinación 36º				
Descripción	Cantidad	Unidad	Precio/Unidad	Importe
PLACAS SOLARES				
Paneles monocristalinos	1	Unidad	109,28 €	109,28 €
Estructura	0,028	Unidad (1 por string)	1.760,00 €	48,89 €
Fusibles 31F10GLUF	0,028	Unidad	1,91 €	0,05 €
Conexión macho	0,004	Unidad	2,13 €	0,01 €
Conexión hembra	0,004	Unidad	2,80 €	0,01 €
Cable tierra cobre desnudo 35 mm²	0,0053	Bobina (50 metros)	244,98 €	1,30 €
Cable de tierra 2,5 mm²	0,006	Bobina (50 metros)	17,49 €	0,10 €
Cableado ramales placas	0,000015	Bobina (2500 metros)	1.301,40 €	0,02 €
Oficial electricista	0,500	Horas	25,00 €	12,50 €
Especialista	0,800	Horas	20,00 €	16,00 €
			TOTAL:	188,16 €
Total placas	35000,000	Unidad	188,16 €	6.773.814,052 €
INVERSORES				
Inversores solares	1	Unidad	41.947,67 €	41.947,67 €
Analizador inversor	1	Unidad	213,00 €	213,00 €
Cableado MT	0,125	Bobina (2000 metros)	43.637,00 €	5.454,63 €
Cableado BT	0,25	Bobina (2000 metros)	50.055,30 €	12.513,83 €
Oficial electricista	3	Horas	25,00 €	75,00 €
Especialista	3	Horas	20,00 €	60,00 €
			TOTAL:	60.264,12 €
Total inversores	4,000	Unidad	60.264,12 €	241.056,480 €
ESTACIÓN DE POTENCIA				
SKID	1	Unidad	22.950,00 €	22.950,00 €
UPS	1	Unidad	1.334,98 €	1.334,98 €
Analizador SKID	1	Unidad	189,60 €	189,60 €
Fusibles 40 A	3	Unidad	12,27 €	36,81 €
Magnetotérmico 4/100/C	250	Unidad	17,63 €	4.406,50 €
Magnetotérmico 40 A	1	Unidad	858,18 €	858,18 €
Cable tierra cobre desnudo 50 mm² MT	5	Bobina (50 metros)	252,65 €	1.263,24 €
Cableado MT	0,125	Bobina (2000 metros)	43.637,00 €	5.454,63 €
Protector sobretensiones	1	Unidad	138,25 €	138,25 €
Oficial electricista	6	Horas	25,00 €	150,00 €
Especialista	6	Horas	20,00 €	120,00 €
			TOTAL:	36.902,18 €
Total Estación Potencia	4,000	Unidad	36.902,18 €	147.608,728 €

PPC				
PPC	1	Unidad	1.126,25 €	1.126,25 €
Cableado BT	0,005	Bobina (2000 metros)	43637	218,19 €
Oficial electricista	3	Horas	25,00 €	75,00 €
Especialista	3	Horas	20,00 €	60,00 €
			TOTAL:	1.479,44 €
Total PPC	2,000	Unidad	1.479,44 €	2.958,870 €
CABLEADO				
Cableado MT	1	Bobina (2000 metros)	43.637,00 €	43.637,00 €
Cableado BT	1,5	Bobina (2000 metros)	50.055,30 €	75.082,95 €
Cableado ramales placas	1	Bobina (2500 metros)	1.301,40 €	1.301,40 €
Cable tierra cobre desnudo 50 mm ² MT	20	Bobina (50 metros)	252,65 €	5.052,96 €
Cable tierra cobre desnudo 35 mm ²	180	Bobina (50 metros)	244,98 €	44.096,40 €
Cable de tierra 2,5 mm ²	300	Bobina (50 metros)	17,49 €	5.246,10 €
Especialista	10500	Horas	20,00 €	210.000,00 €
Total Vallado y seguridad	1,000	# REF	# REF	695.105,460 €
MAQUINARIA AUXILIAR				
Transporte material incluyendo la carga y des	380	Horas	128,00 €	48.640,00 €
Limpeza y zanjado del terreno	160	Horas	95,00 €	15.200,00 €
Total Maquinaria auxiliar	1,000	Unidad	63.840,00 €	63.840,000 €
SEGURIDAD Y SALUD				
Valla de contención peatones	1	Unidad	1.655,00 €	1.655,00 €
Señalizaciones	4	Unidad	596,00 €	2.384,00 €
Caseta prefabricada con aseo, vestuario, espe	2	Unidad	1.750,00 €	3.500,00 €
Medicina preventiva y primeros auxilios	2	Unidad	125,00 €	250,00 €
Especialista	6	Horas	20,00 €	120,00 €
Total Seguridad y salud	1,000	Unidad	7.909,00 €	7.909,000 €
ESTUDIO PROYECTO				
Ingeniero	2024	Horas	50,00 €	101.200,00 €
EPIS	1	Unidades	800,00 €	800,00 €
Total Seguridad y salud	1,000	Unidad	102.000,00 €	102.000,000 €
TOTAL INSTALACIÓN				8.029.805,64 €

Tabla 44: Presupuesto de la instalación placas policristalinas

Por tanto, el precio de la instalación con estructura fija placas policristalinas asciende a **OCHO MILLONES VEINTINUEVEMIL OCHOCIENTOS CINCO EUROS CON SESENTA Y CUATRO CÉNTIMOS**.

De los presupuestos se determina que, para todas tipologías, el elemento que mayor coste representa en la instalación son las placas solares, lo cual es lógico debido a que se solicitan un gran número de placas, seguido del pequeño material y del recurso humano.

A continuación, se presenta los gráficos de las tres hipótesis reflejando lo anterior:

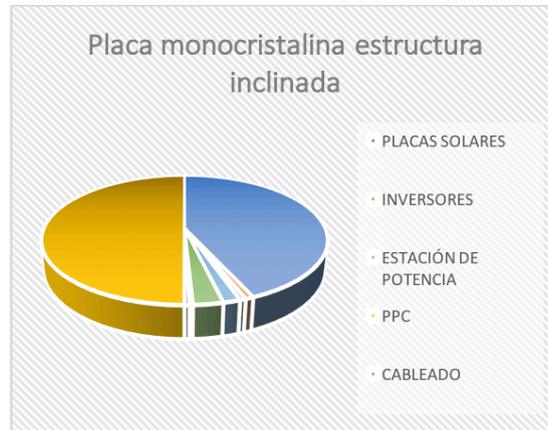


FIGURA 46: RESUMEN PRESUPUESTO ESTRUCTURA FIJA PLACAS MONOCRISTALINAS



FIGURA 47: RESUMEN PRESUPUESTO ESTRUCTURA PLANA



FIGURA 48: RESUMEN PRESUPUESTO ESTRUCTURA CON SEGUIMIENTO DE EJE



FIGURA 49: RESUMEN PRESUPUESTO ESTRUCTURA FIJA PLACAS POLICRISTALINAS

4.2 FINANCIACIÓN

Cómo se observa en el apartado anterior, el coste de la instalación es muy elevado debido a las grandes dimensiones del mismo, por tanto, resulta imposible que el propietario pueda hacer frente a la inversión sin acudir a financiación externa.

Por otro lado, al realizar una instalación solar también habrá que pagar un aval fotovoltaico cómo se indica en el Real Decreto 661/2007 de retribución de energía solar, más concretamente en el artículo 9 en el que cita:

- en el caso de que una instalación estuviera exenta de la presentación del aval para el acceso a la red de distribución,

- o en el caso en el que no existiera un depósito de un aval equivalente al menos a un importe equivalente a 500 €/kW de potencia, deberá depositarse ante la Caja General de Depósitos un aval por una cuantía de:

- **50 €/kW** de potencia del proyecto o instalación fotovoltaica del tipo I.1,
- **500 €/kW** de potencia del proyecto o instalación fotovoltaica del tipo I.2.

Tabla 45: Extracto Real Decreto retribución energía solar art.9 (661/2007)

Cabe destacar que la instalación fotovoltaica tipo 1 hace referencia a las instalaciones en tejado y las de tipo I.2 a las que se ubican en suelo, que será el caso de este proyecto.

Este aval será un depósito en la caja general durante el año de construcción de la instalación, es decir cuando la instalación solar se ponga en funcionamiento se devolverá este depósito.

Dicho lo anterior, no resulta rentable realizar el pago del aval conforme al resto de la instalación ya que el interés de dicho aval repercutiría un importante importe de intereses, tanto por el préstamo como por la cancelación anticipada del mismo.

Por esa misma razón, se aportará el aval mediante garantía hipotecaria de manera que se pague por intereses lo que dicte el impuesto sobre transmisiones patrimoniales y actos jurídicos documentados (ITPAJD).

Cómo la cuantía del aval que se deberá de depositar es de 500 euros/kWp, se tendrá que pagar un aval de 5.015.000,00 € por tanto el ITPAJD ascenderá a 50.150,00 €, cuantía mucho menor que si hubiéramos pagado dicha cuantía a partir de un préstamo bancario. Además de lo anterior será necesario pagar a una empresa para tasación del terreno, siendo los gastos por tasación de 450,00 € y a su vez añadir los gastos de notaría tanto para el depósito como para la cancelación del mismo lo cual supondrá una cuantía de 320,00 € y 250,00 € respectivamente.

Al final de la operación (aceptación del depósito y posterior cancelación después de un año de construcción) el importe total asciende a 101.320,00 €.

Lo dicho anteriormente se resume en la siguiente tabla:

Aval fotovoltaico	Depósito	Cancelación
Garantía Hipoteca	50.150,00 €	50.150,00 €
Tasación	450,00 €	- €
Notaría	320,00 €	250,00 €
Total	50.920,00 €	50.400,00 €
	TOTAL	101.320,00 €

Tabla 46: Resumen aval fotovoltaico

Este aval fotovoltaico será el mismo para las cuatro hipótesis.

Aparte del coste de la instalación y el aval fotovoltaico durante el año 0 también se deberá pagar el impuesto de actividades económicas (IAE), el impuesto de bienes e inmuebles (IBI) y el impuesto sobre construcciones instalaciones y obras (ICIO) de cuyos importes se hablará más detenidamente en el apartado costes de este documento.

Con lo anterior, cabe citar la financiación del coste del aval y del presupuesto. El dueño de la instalación recibió una herencia de la cual invertirá en la instalación la cifra de 25.000,00 €.

Con lo anterior, el capital vivo se pagará a partir de la financiación del banco.

Después de una búsqueda sobre intereses para obras y este tipo de instalación se ha optado por un interés del 3% siendo la cuota anual de 1.325.000,00 €, 1.150.000,00 €, 1.460.000,00 €, 950.000,00 €, respectivamente para cada una de las hipótesis del apartado anterior, cuyo pago se realizará los 10 primeros años de funcionamiento de la instalación acordando con el banco que el año 0 será exento de pago debido a que aún no se generarán beneficios (la puesta en marcha de la instalación será en el año 1) y no se podría hacer frente a dicho importe.

Dicho lo anterior destacar que el tipo de amortización que se utilizará para esta financiación será el francés el cual es el más utilizado para amortizar un crédito.

El resumen de la financiación del proyecto para las cuatro hipótesis se muestra en las siguientes tablas:

Placas inclinación 36º						
Periodo	Pago del propietario	Cuota Anual	Intereses	Cuota amortización	Capital vivo	Capital amortizado
0	25.000,00 €	- €	- €	- €	10.791.580,84 €	25.000,00 €
1	- €	1.325.000,00 €	323.747,43 €	1.001.252,57 €	9.790.328,26 €	1.026.252,57 €
2	- €	1.325.000,00 €	293.709,85 €	1.031.290,15 €	8.759.038,11 €	2.057.542,73 €
3	- €	1.325.000,00 €	262.771,14 €	1.062.228,86 €	7.696.809,25 €	3.119.771,58 €
4	- €	1.325.000,00 €	230.904,28 €	1.094.095,72 €	6.602.713,53 €	4.213.867,31 €
5	- €	1.325.000,00 €	198.081,41 €	1.126.918,59 €	5.475.794,94 €	5.340.785,90 €
6	- €	1.325.000,00 €	164.273,85 €	1.160.726,15 €	4.315.068,79 €	6.501.512,05 €
7	- €	1.325.000,00 €	129.452,06 €	1.195.547,94 €	3.119.520,85 €	7.697.059,99 €
8	- €	1.325.000,00 €	93.585,63 €	1.231.414,37 €	1.888.106,48 €	8.928.474,36 €
9	- €	1.325.000,00 €	56.643,19 €	1.268.356,81 €	619.749,67 €	10.196.831,17 €
10	- €	638.342,16 €	18.592,49 €	619.749,67 €	- €	10.816.580,84 €
	Total=	12.563.342,16 €	1.771.761,32 €	10.791.580,84 €	59.058.710,72 €	
Interés		3,00%				
Cuota		1.325.000,00 €				

Tabla 47: Resumen financiación estructura fija monocristalinas

Placas planas						
Periodo	Pago del propietario	Cuota Anual	Intereses	Cuota amortización	Capital vivo	Capital amortizado
0	25.000,00 €	- €	- €	- €	9.597.702,33 €	25.000,00 €
1	- €	1.150.000,00 €	287.931,07 €	862.068,93 €	8.735.633,40 €	887.068,93 €
2	- €	1.150.000,00 €	262.069,00 €	887.931,00 €	7.847.702,40 €	1.774.999,93 €
3	- €	1.150.000,00 €	235.431,07 €	914.568,93 €	6.933.133,47 €	2.689.568,86 €
4	- €	1.150.000,00 €	207.994,00 €	942.006,00 €	5.991.127,48 €	3.631.574,85 €
5	- €	1.150.000,00 €	179.733,82 €	970.266,18 €	5.020.861,30 €	4.601.841,03 €
6	- €	1.150.000,00 €	150.625,84 €	999.374,16 €	4.021.487,14 €	5.601.215,19 €
7	- €	1.150.000,00 €	120.644,61 €	1.029.355,39 €	2.992.131,75 €	6.630.570,57 €
8	- €	1.150.000,00 €	89.763,95 €	1.060.236,05 €	1.931.895,71 €	7.690.806,62 €
9	- €	1.150.000,00 €	57.956,87 €	1.092.043,13 €	839.852,58 €	8.782.849,75 €
10	- €	865.048,15 €	25.195,58 €	839.852,58 €	- €	9.622.702,33 €
		Total=	11.215.048,15 €	1.617.345,83 €	9.597.702,33 €	53.911.527,55 €
Interés	3,00%					
Cuota	1.150.000,00 €					

Tabla 48: Resumen financiación placas horizontales

Placas con seguimiento de eje						
Periodo	Pago del propietario	Cuota Anual	Intereses	Cuota amortización	Capital vivo	Capital amortizado
0	25.000,00 €	- €	- €	- €	12.780.782,23 €	25.000,00 €
1	- €	1.500.000,00 €	383.423,47 €	1.116.576,53 €	11.664.205,69 €	1.141.576,53 €
2	- €	1.500.000,00 €	349.926,17 €	1.150.073,83 €	10.514.131,87 €	2.291.650,36 €
3	- €	1.500.000,00 €	315.423,96 €	1.184.576,04 €	9.329.555,82 €	3.476.226,41 €
4	- €	1.500.000,00 €	279.886,67 €	1.220.113,33 €	8.109.442,50 €	4.696.339,73 €
5	- €	1.500.000,00 €	243.283,27 €	1.256.716,73 €	6.852.725,77 €	5.953.056,46 €
6	- €	1.500.000,00 €	205.581,77 €	1.294.418,23 €	5.558.307,54 €	7.247.474,68 €
7	- €	1.500.000,00 €	166.749,23 €	1.333.250,77 €	4.225.056,77 €	8.580.725,46 €
8	- €	1.500.000,00 €	126.751,70 €	1.373.248,30 €	2.851.808,47 €	9.953.973,75 €
9	- €	1.500.000,00 €	85.554,25 €	1.414.445,75 €	1.437.362,73 €	11.368.419,50 €
10	- €	1.480.483,61 €	43.120,88 €	1.437.362,73 €	- €	12.805.782,23 €
		Total=	14.980.483,61 €	2.199.701,38 €	12.780.782,23 €	73.323.379,39 €

Tabla 49: Resumen financiación seguimiento eje

Placas inclinadas 36º policristalinas						
Periodo	Pago del propietario	Cuota Anual	Intereses	Cuota amortización	Capital vivo	Capital amortizado
0	25.000,00 €	- €	- €	- €	8.106.125,64 €	25.000,00 €
1	- €	951.000,00 €	243.183,77 €	707.816,23 €	7.398.309,41 €	732.816,23 €
2	- €	951.000,00 €	221.949,28 €	729.050,72 €	6.669.258,69 €	1.461.866,95 €
3	- €	951.000,00 €	200.077,76 €	750.922,24 €	5.918.336,45 €	2.212.789,19 €
4	- €	951.000,00 €	177.550,09 €	773.449,91 €	5.144.886,54 €	2.986.239,09 €
5	- €	951.000,00 €	154.346,60 €	796.653,40 €	4.348.233,14 €	3.782.892,50 €
6	- €	951.000,00 €	130.446,99 €	820.553,01 €	3.527.680,13 €	4.603.445,50 €
7	- €	951.000,00 €	105.830,40 €	845.169,60 €	2.682.510,54 €	5.448.615,10 €
8	- €	951.000,00 €	80.475,32 €	870.524,68 €	1.811.985,85 €	6.319.139,78 €
9	- €	951.000,00 €	54.359,58 €	896.640,42 €	915.345,43 €	7.215.780,21 €
10	- €	942.805,79 €	27.460,36 €	915.345,43 €	- €	8.131.125,64 €
		Total=	9.501.805,79 €	1.395.680,15 €	8.106.125,64 €	46.522.671,82 €
Interés	3,00%					
Cuota	951.000,00 €					

Tabla 50: Resumen financiación estructura fija placas policristalinas

4.3 COSTES

Cómo se ha comentado en los apartados anteriores, además de los costes financieros y los de depreciación contemplados en el apartado anterior, a la hora de poner en marcha la instalación es necesario hacer frente a otros costes, principalmente impuestos en el año 0.

Además de ello, una vez puesta en marcha la instalación se deberá a hacer frente tanto a costes de impuestos cómo a otros.

Para esta instalación se va a realizar un balance de costes durante los primeros treinta años de la instalación teniendo en cuenta:

- Costes de seguro
- Costes de limpieza
- Costes de mantenimiento
- Reposiciones
- IAE
- IBI
- ICIO
- Costes financieros
- Costes de depreciación

A su vez para la determinación de los costes durante los treinta años se verá tener en cuenta la inflación.

Para ello se ha indagado en la inflación anual en España durante los últimos años lo cual se muestra en el siguiente gráfico:

Gráfico – inflación histórica del IPC España (anual) – plazo de medición íntegro

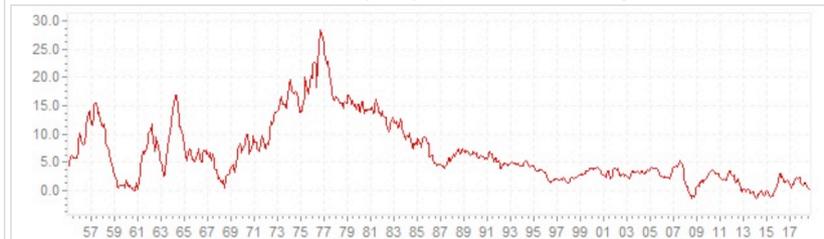


FIGURA 50: INFLACIÓN HISTÓRICA ESPAÑA (INFLATION.EU)

El incremento de precios al consumo (IPC) ha tenido una bajada considerable en los últimos 20 años posicionándose en torno al 5-0,5% y teniendo en cuenta los últimos 3 años se realizarán todos los cálculos de costes y beneficios considerando el 1% de inflación.

4.3.1 Coste de seguro

Para el seguro se ha partido de la amortización lineal de manera que conforme aumente la amortización del bien, disminuirá el coste del seguro.

Esto se cumplirá linealmente hasta el año 10 donde se considerará que se empezará a realizar reposiciones para garantizar la eficiencia de la instalación por lo que el coste del seguro será estable, si siguiera disminuyendo se debería a que no se está haciendo una labor de

mantenimiento en la instalación para que perdure más tiempo de los treinta años estudiados y que por tanto reporte beneficios al propietario, es decir se dejaría morir a la instalación pero como no es el caso y no se puede estimar de manera exacta las reposiciones y labores de mantenimiento que se deberán llevar a cabo para garantizar que la instalación funcione de manera eficiente se estima que se pagará a partir del año 11 un importe fijo.

Por otro lado, para determinar la amortización del bien hay que atender a lo citado por la Agencia Tributaria que se recoge en la siguiente tabla:

Tabla de coeficientes de amortización lineal

Tipo de elemento	Coefficiente lineal máximo	Periodo de años máximo
Obra civil		
Obra civil general	2%	100
Pavimentos	6%	34
Infraestructuras y obras mineras	7%	30
Centrales		
Centrales hidráulicas	2%	100
Centrales nucleares	3%	60
Centrales de carbón	4%	50
Centrales renovables	7%	30
Otras centrales	5%	40
Edificios		
Edificios industriales	3%	68
Terrenos dedicados exclusivamente a escombreras	4%	50
Almacenes y depósitos (gaseosos, líquidos y sólidos)	7%	30
Edificios comerciales, administrativos, de servicios y viviendas	2%	100
Instalaciones		
Subestaciones. Redes de transportes y distribución de energía	5%	40
Cables	7%	30
Resto instalaciones	10%	20
Maquinaria	12%	18
Equipos médicos y asimilados	15%	14

Tabla 51: Amortizaciones lineales valores máximo (Agencia Tributaria)

De esta manera se dicta que para instalaciones renovables el coeficiente máximo lineal será del 7% y el periodo máximo en años será de 30.

Dicho esto, se ha dictado como periodo de amortización de la instalación en 30 años obteniendo un coeficiente lineal menor al 7% para todas las hipótesis por lo que entra dentro de lo dictado por la agencia tributaria.

Todo lo citado en este apartado se resume en las siguientes tablas:

Año	Valor del bien	Amorización	C.seguro	Coefficiente lineal
1	10.816.580,84 €	360.552,69 €	15.000,00 €	3%
2	10.456.028,14 €	360.552,69 €	14.645,00 €	3%
3	10.095.475,45 €	360.552,69 €	14.281,40 €	3%
4	9.734.922,75 €	360.552,69 €	13.909,06 €	3%
5	9.374.370,06 €	360.552,69 €	13.527,85 €	3%
6	9.013.817,37 €	360.552,69 €	13.137,63 €	3%
7	8.653.264,67 €	360.552,69 €	12.738,24 €	3%
8	8.292.711,98 €	360.552,69 €	12.329,56 €	3%
9	7.932.159,28 €	360.552,69 €	11.911,42 €	3%
10	7.571.606,59 €	360.552,69 €	11.483,70 €	3%
11	7.211.053,89 €	360.552,69 €	11.483,70 €	3%
12	6.850.501,20 €	360.552,69 €	11.483,70 €	3%
13	6.489.948,50 €	360.552,69 €	11.483,70 €	3%
14	6.129.395,81 €	360.552,69 €	11.483,70 €	3%
15	5.768.843,11 €	360.552,69 €	11.483,70 €	3%
16	5.408.290,42 €	360.552,69 €	11.483,70 €	3%
17	5.047.737,72 €	360.552,69 €	11.483,70 €	3%
18	4.687.185,03 €	360.552,69 €	11.483,70 €	3%
19	4.326.632,34 €	360.552,69 €	11.483,70 €	3%
20	3.966.079,64 €	360.552,69 €	11.483,70 €	3%
21	3.605.526,95 €	360.552,69 €	11.483,70 €	3%
22	3.244.974,25 €	360.552,69 €	11.483,70 €	3%
23	2.884.421,56 €	360.552,69 €	11.483,70 €	3%
24	2.523.868,86 €	360.552,69 €	11.483,70 €	3%
25	2.163.316,17 €	360.552,69 €	11.483,70 €	3%
26	1.802.763,47 €	360.552,69 €	11.483,70 €	3%
27	1.442.210,78 €	360.552,69 €	11.483,70 €	3%
28	1.081.658,08 €	360.552,69 €	11.483,70 €	3%
29	721.105,39 €	360.552,69 €	11.483,70 €	3%
30	360.552,69 €	360.552,69 €	11.483,70 €	3%

Tabla 52: Coste seguro instalación a 30 años estructura fija monocristalina

Año	Valor del bien	Amorización	C.seguro	Coficiente lineal
1	9.597.702,33 €	319.923,41 €	14.000,00 €	3%
2	9.277.778,92 €	319.923,41 €	13.668,67 €	3%
3	8.957.855,51 €	319.923,41 €	13.329,31 €	3%
4	8.637.932,10 €	319.923,41 €	12.981,79 €	3%
5	8.318.008,68 €	319.923,41 €	12.626,00 €	3%
6	7.998.085,27 €	319.923,41 €	12.261,78 €	3%
7	7.678.161,86 €	319.923,41 €	11.889,03 €	3%
8	7.358.238,45 €	319.923,41 €	11.507,59 €	3%
9	7.038.315,04 €	319.923,41 €	11.117,33 €	3%
10	6.718.391,63 €	319.923,41 €	10.718,12 €	3%
11	6.398.468,22 €	319.923,41 €	10.718,12 €	3%
12	6.078.544,81 €	319.923,41 €	10.718,12 €	3%
13	5.758.621,40 €	319.923,41 €	10.718,12 €	3%
14	5.438.697,99 €	319.923,41 €	10.718,12 €	3%
15	5.118.774,57 €	319.923,41 €	10.718,12 €	3%
16	4.798.851,16 €	319.923,41 €	10.718,12 €	3%
17	4.478.927,75 €	319.923,41 €	10.718,12 €	3%
18	4.159.004,34 €	319.923,41 €	10.718,12 €	3%
19	3.839.080,93 €	319.923,41 €	10.718,12 €	3%
20	3.519.157,52 €	319.923,41 €	10.718,12 €	3%
21	3.199.234,11 €	319.923,41 €	10.718,12 €	3%
22	2.879.310,70 €	319.923,41 €	10.718,12 €	3%
23	2.559.387,29 €	319.923,41 €	10.718,12 €	3%
24	2.239.463,88 €	319.923,41 €	10.718,12 €	3%
25	1.919.540,47 €	319.923,41 €	10.718,12 €	3%
26	1.599.617,05 €	319.923,41 €	10.718,12 €	3%
27	1.279.693,64 €	319.923,41 €	10.718,12 €	3%
28	959.770,23 €	319.923,41 €	10.718,12 €	3%
29	639.846,82 €	319.923,41 €	10.718,12 €	3%
30	319.923,41 €	319.923,41 €	10.718,12 €	3%

Tabla 53: Coste seguro instalación a 30 años placas horizontales

Año	Valor del bien	Amorización	C.seguro	Coficiente lineal
1	12.417.053,39 €	413.901,78 €	18.000,00 €	4%
2	12.003.151,61 €	413.901,78 €	17.574,00 €	4%
3	11.589.249,83 €	413.901,78 €	17.137,68 €	4%
4	11.175.348,05 €	413.901,78 €	16.690,88 €	4%
5	10.761.446,27 €	413.901,78 €	16.233,42 €	4%
6	10.347.544,49 €	413.901,78 €	15.765,15 €	4%
7	9.933.642,71 €	413.901,78 €	15.285,89 €	4%
8	9.519.740,93 €	413.901,78 €	14.795,47 €	4%
9	9.105.839,15 €	413.901,78 €	14.293,71 €	4%
10	8.691.937,37 €	413.901,78 €	13.780,43 €	4%
11	8.278.035,59 €	413.901,78 €	13.780,43 €	4%
12	7.864.133,81 €	413.901,78 €	13.780,43 €	4%
13	7.450.232,03 €	413.901,78 €	13.780,43 €	4%
14	7.036.330,25 €	413.901,78 €	13.780,43 €	4%
15	6.622.428,47 €	413.901,78 €	13.780,43 €	4%
16	6.208.526,69 €	413.901,78 €	13.780,43 €	4%
17	5.794.624,91 €	413.901,78 €	13.780,43 €	4%
18	5.380.723,13 €	413.901,78 €	13.780,43 €	4%
19	4.966.821,36 €	413.901,78 €	13.780,43 €	4%
20	4.552.919,58 €	413.901,78 €	13.780,43 €	4%
21	4.139.017,80 €	413.901,78 €	13.780,43 €	4%
22	3.725.116,02 €	413.901,78 €	13.780,43 €	4%
23	3.311.214,24 €	413.901,78 €	13.780,43 €	4%
24	2.897.312,46 €	413.901,78 €	13.780,43 €	4%
25	2.483.410,68 €	413.901,78 €	13.780,43 €	4%
26	2.069.508,90 €	413.901,78 €	13.780,43 €	4%
27	1.655.607,12 €	413.901,78 €	13.780,43 €	4%
28	1.241.705,34 €	413.901,78 €	13.780,43 €	4%
29	827.803,56 €	413.901,78 €	13.780,43 €	4%
30	413.901,78 €	413.901,78 €	13.780,43 €	4%

Tabla 54: Coste seguro instalación a 30 años con seguimiento

Año	Valor del bien	Amorización	C.seguro	Coficiente lineal
1	8.094.125,64 €	269.804,19 €	15.000,00 €	2%
2	7.824.321,45 €	269.804,19 €	14.645,00 €	2%
3	7.554.517,26 €	269.804,19 €	14.281,40 €	2%
4	7.284.713,07 €	269.804,19 €	13.909,06 €	2%
5	7.014.908,89 €	269.804,19 €	13.527,85 €	2%
6	6.745.104,70 €	269.804,19 €	13.137,63 €	2%
7	6.475.300,51 €	269.804,19 €	12.738,24 €	2%
8	6.205.496,32 €	269.804,19 €	12.329,56 €	2%
9	5.935.692,13 €	269.804,19 €	11.911,42 €	2%
10	5.665.887,95 €	269.804,19 €	11.483,70 €	2%
11	5.396.083,76 €	269.804,19 €	11.483,70 €	2%
12	5.126.279,57 €	269.804,19 €	11.483,70 €	2%
13	4.856.475,38 €	269.804,19 €	11.483,70 €	2%
14	4.586.671,19 €	269.804,19 €	11.483,70 €	2%
15	4.316.867,01 €	269.804,19 €	11.483,70 €	2%
16	4.047.062,82 €	269.804,19 €	11.483,70 €	2%
17	3.777.258,63 €	269.804,19 €	11.483,70 €	2%
18	3.507.454,44 €	269.804,19 €	11.483,70 €	2%
19	3.237.650,26 €	269.804,19 €	11.483,70 €	2%
20	2.967.846,07 €	269.804,19 €	11.483,70 €	2%
21	2.698.041,88 €	269.804,19 €	11.483,70 €	2%
22	2.428.237,69 €	269.804,19 €	11.483,70 €	2%
23	2.158.433,50 €	269.804,19 €	11.483,70 €	2%
24	1.888.629,32 €	269.804,19 €	11.483,70 €	2%
25	1.618.825,13 €	269.804,19 €	11.483,70 €	2%
26	1.349.020,94 €	269.804,19 €	11.483,70 €	2%
27	1.079.216,75 €	269.804,19 €	11.483,70 €	2%
28	809.412,56 €	269.804,19 €	11.483,70 €	2%
29	539.608,38 €	269.804,19 €	11.483,70 €	2%
30	269.804,19 €	269.804,19 €	11.483,70 €	2%

Tabla 55: Coste seguro instalación a 30 años estructura fija policristalina

4.3.2 Coste de limpieza

Se ha estudiado que unas buenas limpiezas de las placas solares mejoran el rendimiento de las mismas a la larga incrementando su producción en torno a un 20%, comparando con aquellas que no tienen dicha limpieza debido a que las partículas de suciedad y polvo, pueden incrementar las pérdidas al no dejar incidir los rayos de manera directa sobre las placas.

De esta manera se ha evaluado para esta instalación una cuantía entre 9000 y 12500 euros anuales teniendo en cuenta a partir del segundo año la inflación comentada en la introducción de este apartado.

4.3.3 Coste de mantenimiento

Al igual que ocurre con la limpieza es importante un buen mantenimiento de la instalación para garantizar el buen funcionamiento de la misma, al igual que se puede darse el caso de que en algún momento alguno de los equipos de la misma necesite reparaciones (las reposiciones se contemplaran como otro coste independiente) y que por tanto entrarían dentro de este coste.

Como a priori no se sabe cuál va a ser el coste de mantenimiento necesario de la instalación se ha estimado un coste anual entre 9000 y 12500 euros, siendo más elevado para seguimiento de eje por la estructura más delicada y para placas policristalinas por disponer de más placas; más placas mayor probabilidad de reparación posterior, para el año 1 y el resto de años será la misma cuantía, pero teniendo en cuenta el valor de la inflación determinada en la introducción de este apartado.

4.3.4 Reposiciones

Después de evaluar y estudiar cada uno de los equipos que conforman la instalación de este proyecto se ha estimado que no se producirán reposiciones hasta el décimo año (aunque en la realidad si algo no fuera como lo esperado estas se podrían generar antes) y además todos los equipos tienen una garantía de 4 años (no el pequeño material) por lo que si se produjera algún problema inicial está reposición sería gratuita.

Cabe destacar que los inversores, estaciones de potencia y placas de la potencia con la que se está trabajando tienen una vida útil en torno a 30 años, pero se podría dar el caso en que alguno de los equipos sufriera algún problema y su reposición tuviera que ser más temprana. Por ello se ha determinado que para los años del 10 al 19 el coste de reposiciones será de un 0,5% del coste de la instalación inicial a sabiendas que este presupuesto para reposiciones será mayormente para cableado defectuoso, alguna protección y a lo sumo algún equipo que resulte defectuoso.

Para los siguientes diez años se ha tenido en cuenta el 1% del precio inicial de la instalación ya que el tener que hacer alguna reposición de algún equipo es mayor conforme la instalación cumple más años.

Cómo queda la cuantía de este coste se reflejará en la tabla final de resumen de costes de este apartado.

4.3.5 IAE

Cómo se avanzó en el apartado anterior se deberá de hacer frente a este impuesto para poder ejercer la actividad económica.

Este impuesto se deberá de pagar todos los años y a partir de que empiece la actividad, es decir a partir de que se empieza a construir la instalación.

Para saber la contribución que se deberá ejercer para el pago de dicho impuesto se adjunta el siguiente epígrafe de BOE, 29-septiembre-1990:

Epígrafe 151.4. Producción de energía no especificada en los epígrafes anteriores, abarcando la energía procedente de mareas, energía solar, etc.

Cuota de **0,721215 euros** Por cada kw de potencia en generadores.

Notas comunes al Grupo 151:

1º. Para la determinación de la potencia de los generadores, tratándose de corriente alterna, se tomará el factor de potencia medido en la central y, en su defecto, el valor coseno de $\phi=0,8$.

2º. Tratándose de centrales hidráulicas o térmicas, el número de kilovatios sujetos a tributación será la suma de las potencias de los generadores eléctricos sin incluir los de reserva; pero si la potencia que pueden suministrar las turbinas o los motores térmicos es menor, la cuota se fijará de acuerdo con la potencia que pueden producir las turbinas o los motores que accionan los generadores.

3º. En las centrales hidroeléctricas que dispongan de una térmica como reserva o adquieran energía de otro fabricante con el mismo fin, coincidiendo esta utilización con períodos de estiaje, averías o averías de la hidráulica que signifiquen una disminución en el rendimiento normal de ésta, y siempre que la potencia total utilizada, suma de la de origen hidráulico y reserva, sea igual o inferior a la declarada, la de reserva no se considerará. En el caso de ser superior, la diferencia estará sujeta a tributación.

4º. La potencia eléctrica destinada en la central a fuerza motriz no tributará.

5º. A los efectos de la aplicación del epígrafe 151.5, los kilovatios contratados se tomarán en el punto de entrega, según contrato, al consumidor final.

Tabla 56: Extracto BOE, 29-septiembre-1990

Por tanto, se deberá pagar anualmente 7.233,79 € de IAE.

4.3.6 IBI

Otro impuesto que se deberá pagar debido al terreno en el que se dispondrá la instalación es el IBI.

Destacar que para el cálculo de este coste se deberá tener en cuenta que la actividad que se va a desempeñar en el mismo será industrial (se aprobó el cambio de actividad de agrícola a industrial, de lo cual ya se encargó el propietario del terreno) por lo que se tendrá que aplicar el porcentaje de IBI para dicha actividad.

Para ello se ha partido de los porcentajes facilitados por el ayuntamiento de Lliria (municipio donde se sitúa la instalación):

Variación anual IBI en Lliria							
Año	Rev. Catastral	T. Urbana	%	T. Rustica	%	Carat. Esp.	%
2019	1996	0.7	0.00%	0.6	0.00%	0.65	0.00%
2018	1996	0.7	0.00%	0.6	0.00%	0.65	0.00%
2017	1996	0.7	0.00%	0.6	0.00%	0.65	0.00%
2016	1996	0.7	-1.27%	0.6	0.00%	0.65	0.00%
2015	1996	0.709	-7.92%	0.6	0.00%	0.65	0.00%
2014	1996	0.77	0.00%	0.6	0.00%	0.65	0.00%
2013	1996	0.77	10.00%	0.6	0.00%	0.65	0.00%
2012	1996	0.7	0.00%	0.6	0.00%	0.65	0.00%
2011	1996	0.7	0.00%	0.6	0.00%	0.65	0.00%
2010	1996	0.7	0.00%	0.6	0.00%	0.65	0.00%
2009	1996	0.7	0.00%	0.6	0.00%	0.65	0.00%
2008	1996	0.7	0.00%	0.6	0.00%	0.65	0.00%
2007	1996	0.7	0.00%	0.6	0.00%	0.65	0.00%
2006	1996	0.7	0.00%	0.6	0.00%	0.65	0.00%
2005	1996	0.7	7.69%	0.6	0.00%	0.65	8.33%
2004	1996	0.65	0.00%	0.6	0.00%	0.6	0.00%
2003	1996	0.65	0.00%	0.6	0.00%	0	0.00%
2002	1996	0.65	0.00%	0.6	0.00%	0	0.00%
2001	1996	0.65	0.00%	0.6	0.00%	0	0.00%
2000	1996	0.65	0.00%	0.6	0.00%	0	0.00%

Tabla 57: Variación anual IBI (Ayuntamiento Lliria)

Conociendo que por tanto el IBI para actividad industrial se situará en torno al 0,65%, el cual tiene un valor muy estable durante los últimos cinco años, que el precio del suelo está en 127 euros por metro cuadrado en este municipio y teniendo en cuenta los metros cuadrados de la parcela para cada una de las hipótesis con el cálculo realizado en el apartado 3 de este documento, se estima el coste del IBI anual.

4.3.7 ICIO

A su vez, es necesario que en el año 0 se pague el importe del impuesto de construcciones instalaciones y obras el cual será el 4% sobre el presupuesto de instalación exento del IVA (21%)

4.3.8 Costes financieros y depreciación

Serán los que han sido valorados en el apartado de financiación.

4.3.9 Resumen

A continuación, se mostrará una tabla en modo resumen de todos los costes que se aplican a la instalación durante los primeros 30 años de funcionamiento de la misma para las cuatro hipótesis:

Año	Coste Seguro	Costes de limpieza	Costes de mantenimiento	Resposiciones	IAE	IBI (Suelo Industrial)	ICIO	Costes financieros	Costes de depreciación	Costes totales
0	- €	- €	- €	- €	7.233,79 €	108.057,95 €	338.602,24 €	- €	- €	453.893,98 €
1	15.000,00 €	11.000,00 €	9.000,00 €	- €	7.233,79 €	108.057,95 €	- €	323.747,43 €	360.552,69 €	834.591,86 €
2	14.645,00 €	11.100,00 €	9.090,00 €	- €	7.233,79 €	108.057,95 €	- €	293.709,85 €	360.552,69 €	804.399,28 €
3	14.281,40 €	11.211,00 €	9.180,90 €	- €	7.233,79 €	108.057,95 €	- €	262.771,14 €	360.552,69 €	773.298,97 €
4	13.909,06 €	11.333,31 €	9.272,71 €	- €	7.233,79 €	108.057,95 €	- €	230.904,28 €	360.552,69 €	741.263,79 €
5	13.527,95 €	11.466,64 €	9.365,44 €	- €	7.233,79 €	108.057,95 €	- €	198.081,41 €	360.552,69 €	708.265,77 €
6	13.137,63 €	11.561,11 €	9.459,09 €	- €	7.233,79 €	108.057,95 €	- €	164.273,85 €	360.552,69 €	674.276,11 €
7	12.738,24 €	11.676,72 €	9.553,68 €	- €	7.233,79 €	108.057,95 €	- €	129.452,06 €	360.552,69 €	639.265,14 €
8	12.329,56 €	11.793,49 €	9.649,22 €	- €	7.233,79 €	108.057,95 €	- €	93.585,63 €	360.552,69 €	603.202,32 €
9	11.911,42 €	11.911,42 €	9.745,71 €	- €	7.233,79 €	108.057,95 €	- €	56.643,19 €	360.552,69 €	566.056,38 €
10	11.483,70 €	12.030,54 €	9.843,17 €	- €	7.233,79 €	108.057,95 €	- €	18.592,49 €	360.552,69 €	581.370,63 €
11	11.483,70 €	12.150,84 €	9.941,60 €	53.576,30 €	7.233,79 €	108.057,95 €	- €	- €	360.552,69 €	562.996,87 €
12	11.483,70 €	12.272,35 €	10.041,02 €	53.576,30 €	7.233,79 €	108.057,95 €	- €	- €	360.552,69 €	563.217,80 €
13	11.483,70 €	12.395,08 €	10.141,43 €	53.576,30 €	7.233,79 €	108.057,95 €	- €	- €	360.552,69 €	563.440,93 €
14	11.483,70 €	12.519,03 €	10.242,84 €	53.576,30 €	7.233,79 €	108.057,95 €	- €	- €	360.552,69 €	563.666,30 €
15	11.483,70 €	12.644,22 €	10.345,27 €	53.576,30 €	7.233,79 €	108.057,95 €	- €	- €	360.552,69 €	563.893,91 €
16	11.483,70 €	12.770,66 €	10.448,72 €	53.576,30 €	7.233,79 €	108.057,95 €	- €	- €	360.552,69 €	564.123,81 €
17	11.483,70 €	12.898,37 €	10.553,21 €	53.576,30 €	7.233,79 €	108.057,95 €	- €	- €	360.552,69 €	564.356,00 €
18	11.483,70 €	13.027,35 €	10.658,74 €	53.576,30 €	7.233,79 €	108.057,95 €	- €	- €	360.552,69 €	564.590,32 €
19	11.483,70 €	13.157,63 €	10.765,33 €	53.576,30 €	7.233,79 €	108.057,95 €	- €	- €	360.552,69 €	564.827,38 €
20	11.483,70 €	13.289,20 €	10.872,98 €	107.152,61 €	7.233,79 €	108.057,95 €	- €	- €	360.552,69 €	618.642,91 €
21	11.483,70 €	13.422,09 €	10.981,71 €	107.152,61 €	7.233,79 €	108.057,95 €	- €	- €	360.552,69 €	618.884,54 €
22	11.483,70 €	13.556,31 €	11.091,53 €	107.152,61 €	7.233,79 €	108.057,95 €	- €	- €	360.552,69 €	619.128,57 €
23	11.483,70 €	13.691,87 €	11.202,44 €	107.152,61 €	7.233,79 €	108.057,95 €	- €	- €	360.552,69 €	619.375,05 €
24	11.483,70 €	13.828,79 €	11.314,47 €	107.152,61 €	7.233,79 €	108.057,95 €	- €	- €	360.552,69 €	619.624,00 €
25	11.483,70 €	13.967,08 €	11.427,61 €	107.152,61 €	7.233,79 €	108.057,95 €	- €	- €	360.552,69 €	619.875,43 €
26	11.483,70 €	14.106,75 €	11.541,89 €	107.152,61 €	7.233,79 €	108.057,95 €	- €	- €	360.552,69 €	620.129,37 €
27	11.483,70 €	14.247,82 €	11.657,31 €	107.152,61 €	7.233,79 €	108.057,95 €	- €	- €	360.552,69 €	620.385,86 €
28	11.483,70 €	14.390,30 €	11.773,88 €	107.152,61 €	7.233,79 €	108.057,95 €	- €	- €	360.552,69 €	620.644,91 €
29	11.483,70 €	14.534,20 €	11.891,63 €	107.152,61 €	7.233,79 €	108.057,95 €	- €	- €	360.552,69 €	620.906,55 €
30	11.483,70 €	14.679,54 €	12.010,53 €	107.152,61 €	7.233,79 €	108.057,95 €	- €	- €	360.552,69 €	621.170,81 €
										Total
										19.298.765,56 €

Tabla 58: Resumen costes placas monocristalinas estructura fija 36 grados

Año	Coste Seguro	Costes de limpieza	Costes de mantenimiento	Resposiciones	IAE	IBI (Sueldo Industria)	CIO	Costes Financieros	Costes de depreciación	Costes totales
0	- €	- €	- €	- €	- €	7.233,79 €	57.958,36 €	304.077,59 €	- €	369.269,54 €
1	14.000,00 €	11.000,00 €	9.000,00 €	- €	- €	7.233,79 €	57.958,36 €	287.931,07 €	319.923,41 €	707.006,62 €
2	13.668,67 €	11.110,00 €	9.090,00 €	- €	- €	7.233,79 €	57.958,36 €	262.069,00 €	319.923,41 €	681.053,22 €
3	13.929,31 €	11.221,10 €	9.180,90 €	- €	- €	7.233,79 €	57.958,36 €	235.431,07 €	319.923,41 €	654.277,99 €
4	12.981,79 €	11.333,31 €	9.272,71 €	- €	- €	7.233,79 €	57.958,36 €	207.994,00 €	319.923,41 €	626.697,37 €
5	12.626,00 €	11.446,64 €	9.365,44 €	- €	- €	7.233,79 €	57.958,36 €	179.733,82 €	319.923,41 €	598.287,45 €
6	12.261,78 €	11.561,11 €	9.459,09 €	- €	- €	7.233,79 €	57.958,36 €	150.625,84 €	319.923,41 €	569.023,38 €
7	11.889,03 €	11.676,72 €	9.553,68 €	- €	- €	7.233,79 €	57.958,36 €	120.644,61 €	319.923,41 €	538.879,60 €
8	11.507,59 €	11.793,49 €	9.649,22 €	- €	- €	7.233,79 €	57.958,36 €	89.763,95 €	319.923,41 €	507.829,80 €
9	11.117,33 €	11.911,42 €	9.745,71 €	- €	- €	7.233,79 €	57.958,36 €	57.956,87 €	319.923,41 €	475.866,89 €
10	10.718,12 €	12.030,54 €	9.843,17 €	- €	- €	7.233,79 €	57.958,36 €	25.195,58 €	319.923,41 €	445.763,99 €
11	10.718,12 €	12.150,84 €	9.941,60 €	- €	- €	7.233,79 €	57.958,36 €	- €	319.923,41 €	460.787,15 €
12	10.718,12 €	12.272,35 €	10.041,02 €	- €	- €	7.233,79 €	57.958,36 €	- €	319.923,41 €	461.008,08 €
13	10.718,12 €	12.395,08 €	10.141,43 €	- €	- €	7.233,79 €	57.958,36 €	- €	319.923,41 €	461.231,21 €
14	10.718,12 €	12.519,03 €	10.242,84 €	- €	- €	7.233,79 €	57.958,36 €	- €	319.923,41 €	461.456,38 €
15	10.718,12 €	12.644,22 €	10.345,27 €	- €	- €	7.233,79 €	57.958,36 €	- €	319.923,41 €	461.684,20 €
16	10.718,12 €	12.770,66 €	10.448,72 €	- €	- €	7.233,79 €	57.958,36 €	- €	319.923,41 €	461.914,09 €
17	10.718,12 €	12.898,37 €	10.553,21 €	- €	- €	7.233,79 €	57.958,36 €	- €	319.923,41 €	462.146,28 €
18	10.718,12 €	13.027,35 €	10.658,74 €	- €	- €	7.233,79 €	57.958,36 €	- €	319.923,41 €	462.380,80 €
19	10.718,12 €	13.157,62 €	10.765,33 €	- €	- €	7.233,79 €	57.958,36 €	- €	319.923,41 €	462.617,66 €
20	10.718,12 €	13.289,20 €	10.872,98 €	- €	- €	7.233,79 €	57.958,36 €	- €	319.923,41 €	462.857,79 €
21	10.718,12 €	13.422,09 €	10.981,71 €	- €	- €	7.233,79 €	57.958,36 €	- €	319.923,41 €	463.101,99 €
22	10.718,12 €	13.556,31 €	11.091,53 €	- €	- €	7.233,79 €	57.958,36 €	- €	319.923,41 €	463.350,07 €
23	10.718,12 €	13.691,87 €	11.202,44 €	- €	- €	7.233,79 €	57.958,36 €	- €	319.923,41 €	463.602,59 €
24	10.718,12 €	13.828,79 €	11.314,47 €	- €	- €	7.233,79 €	57.958,36 €	- €	319.923,41 €	463.860,02 €
25	10.718,12 €	13.967,08 €	11.427,61 €	- €	- €	7.233,79 €	57.958,36 €	- €	319.923,41 €	464.122,99 €
26	10.718,12 €	14.106,73 €	11.541,89 €	- €	- €	7.233,79 €	57.958,36 €	- €	319.923,41 €	464.391,99 €
27	10.718,12 €	14.247,82 €	11.657,31 €	- €	- €	7.233,79 €	57.958,36 €	- €	319.923,41 €	464.666,88 €
28	10.718,12 €	14.390,30 €	11.773,88 €	- €	- €	7.233,79 €	57.958,36 €	- €	319.923,41 €	464.947,37 €
29	10.718,12 €	14.534,20 €	11.891,62 €	- €	- €	7.233,79 €	57.958,36 €	- €	319.923,41 €	465.234,17 €
30	10.718,12 €	14.679,54 €	12.010,53 €	- €	- €	7.233,79 €	57.958,36 €	- €	319.923,41 €	465.527,38 €
Total										15.945.795,07 €

Tabla 59: Resumen costes placas monocristalinas placas en horizontal

Año	Coste Seguro	Costes de limpieza	Costes de mantenimiento	Reposiciones	IAE	IBI (Suelo Industrial)	ICIO	Costes financieros	Costes de depreciación	Costes totales
0	- €	- €	- €	- €	7.233,79 €	163.737,26 €	404.662,72 €	- €	- €	575.633,77 €
1	18.000,00 €	11.000,00 €	12.000,00 €	- €	7.233,79 €	163.737,26 €	- €	383.423,47 €	426.026,07 €	1.001.420,99 €
2	17.137,68 €	11.110,00 €	12.241,20 €	- €	7.233,79 €	163.737,26 €	- €	349.926,17 €	426.026,07 €	987.727,30 €
3	16.690,88 €	11.221,10 €	12.363,61 €	- €	7.233,79 €	163.737,26 €	- €	315.423,96 €	426.026,07 €	953.021,06 €
4	16.233,42 €	11.333,31 €	12.487,25 €	- €	7.233,79 €	163.737,26 €	- €	279.886,67 €	426.026,07 €	917.271,60 €
5	15.765,15 €	11.446,64 €	12.612,12 €	- €	7.233,79 €	163.737,26 €	- €	243.285,27 €	426.026,07 €	880.447,71 €
6	15.285,89 €	11.561,11 €	12.738,24 €	- €	7.233,79 €	163.737,26 €	- €	205.581,77 €	426.026,07 €	842.517,28 €
7	14.795,47 €	11.676,72 €	12.865,62 €	- €	7.233,79 €	163.737,26 €	- €	166.749,23 €	426.026,07 €	803.447,21 €
8	14.293,71 €	11.793,49 €	12.994,28 €	- €	7.233,79 €	163.737,26 €	- €	126.751,70 €	426.026,07 €	763.203,41 €
9	13.780,43 €	11.911,42 €	13.124,22 €	- €	7.233,79 €	163.737,26 €	- €	85.554,25 €	426.026,07 €	721.750,79 €
10	13.255,47 €	12.030,54 €	13.255,47 €	75.006,83 €	7.233,79 €	163.737,26 €	- €	43.120,88 €	426.026,07 €	754.060,03 €
11	12.722,35 €	12.150,84 €	13.388,02 €	75.006,83 €	7.233,79 €	163.737,26 €	- €	- €	426.026,07 €	711.190,89 €
12	12.189,08 €	12.272,35 €	13.521,90 €	75.006,83 €	7.233,79 €	163.737,26 €	- €	- €	426.026,07 €	711.444,76 €
13	11.655,77 €	12.395,08 €	13.657,12 €	75.006,83 €	7.233,79 €	163.737,26 €	- €	- €	426.026,07 €	711.701,36 €
14	11.122,42 €	12.519,03 €	13.793,69 €	75.006,83 €	7.233,79 €	163.737,26 €	- €	- €	426.026,07 €	712.963,53 €
15	10.589,11 €	12.644,22 €	13.931,63 €	75.006,83 €	7.233,79 €	163.737,26 €	- €	- €	426.026,07 €	712.222,29 €
16	10.055,76 €	12.770,66 €	14.070,94 €	75.006,83 €	7.233,79 €	163.737,26 €	- €	- €	426.026,07 €	712.486,67 €
17	9.522,41 €	12.898,37 €	14.211,65 €	75.006,83 €	7.233,79 €	163.737,26 €	- €	- €	426.026,07 €	712.753,69 €
18	8.989,06 €	13.027,35 €	14.353,77 €	75.006,83 €	7.233,79 €	163.737,26 €	- €	- €	426.026,07 €	713.023,39 €
19	8.455,71 €	13.157,62 €	14.497,31 €	75.006,83 €	7.233,79 €	163.737,26 €	- €	- €	426.026,07 €	713.295,78 €
20	7.922,36 €	13.289,20 €	14.642,28 €	160.728,91 €	7.233,79 €	163.737,26 €	- €	- €	426.026,07 €	799.292,98 €
21	7.389,01 €	13.422,09 €	14.788,70 €	160.728,91 €	7.233,79 €	163.737,26 €	- €	- €	426.026,07 €	799.570,84 €
22	6.855,66 €	13.556,31 €	14.936,59 €	160.728,91 €	7.233,79 €	163.737,26 €	- €	- €	426.026,07 €	801.107,41 €
23	6.322,31 €	13.691,87 €	15.085,96 €	160.728,91 €	7.233,79 €	163.737,26 €	- €	- €	426.026,07 €	801.297,37 €
24	5.788,96 €	13.828,79 €	15.236,82 €	160.728,91 €	7.233,79 €	163.737,26 €	- €	- €	426.026,07 €	801.595,28 €
25	5.255,61 €	13.967,08 €	15.389,18 €	160.728,91 €	7.233,79 €	163.737,26 €	- €	- €	426.026,07 €	801.999,46 €
26	4.722,26 €	14.106,75 €	15.543,08 €	160.728,91 €	7.233,79 €	163.737,26 €	- €	- €	426.026,07 €	802.519,90 €
27	4.188,91 €	14.247,82 €	15.698,51 €	160.728,91 €	7.233,79 €	163.737,26 €	- €	- €	426.026,07 €	803.157,81 €
28	3.655,56 €	14.390,30 €	15.855,49 €	160.728,91 €	7.233,79 €	163.737,26 €	- €	- €	426.026,07 €	803.915,25 €
29	3.122,21 €	14.534,20 €	16.014,05 €	160.728,91 €	7.233,79 €	163.737,26 €	- €	- €	426.026,07 €	804.793,29 €
30	2.588,86 €	14.679,54 €	- €	160.728,91 €	7.233,79 €	163.737,26 €	- €	- €	426.026,07 €	805.791,04 €
Total										24.438.553,03 €

Tabla 60: Resumen costes placas monocristalinas con seguimiento de eje

Año	Coste Seguro	Costes de limpieza	Costes de mantenimiento	Reposiciones	IAE	IBI (Sueldo industrial)	ICIO	Costes financieros	Costes de depreciación	Costes totales
0	- €	- €	- €	- €	- €	7.233,79 €	143.230,06 €	253.741,86 €	- €	404.205,71 €
1	15.000,00 €	11.500,00 €	12.500,00 €	- €	- €	7.233,79 €	143.230,06 €	243.183,77 €	271.037,52 €	703.685,14 €
2	14.645,00 €	11.615,00 €	12.625,00 €	- €	- €	7.233,79 €	143.230,06 €	221.949,28 €	271.037,52 €	682.335,65 €
3	14.281,40 €	11.731,15 €	12.751,25 €	- €	- €	7.233,79 €	143.230,06 €	200.077,76 €	271.037,52 €	660.342,93 €
4	13.909,06 €	11.848,46 €	12.878,76 €	- €	- €	7.233,79 €	143.230,06 €	177.550,09 €	271.037,52 €	637.687,75 €
5	13.527,85 €	11.966,95 €	13.007,55 €	- €	- €	7.233,79 €	143.230,06 €	154.346,60 €	271.037,52 €	614.350,31 €
6	13.137,63 €	12.086,62 €	13.137,63 €	- €	- €	7.233,79 €	143.230,06 €	130.446,99 €	271.037,52 €	590.310,23 €
7	12.738,24 €	12.207,48 €	13.269,00 €	- €	- €	7.233,79 €	143.230,06 €	105.830,40 €	271.037,52 €	565.546,50 €
8	12.329,56 €	12.329,56 €	13.401,69 €	- €	- €	7.233,79 €	143.230,06 €	80.475,32 €	271.037,52 €	540.037,49 €
9	11.911,42 €	12.452,85 €	13.535,71 €	- €	- €	7.233,79 €	143.230,06 €	54.359,58 €	271.037,52 €	513.760,99 €
10	11.483,70 €	12.577,38 €	13.671,07 €	96.437,35 €	7.233,79 €	7.233,79 €	143.230,06 €	27.460,36 €	271.037,52 €	555.933,34 €
11	11.483,70 €	12.703,15 €	13.807,78 €	96.437,35 €	7.233,79 €	7.233,79 €	143.230,06 €	- €	271.037,52 €	555.933,34 €
12	11.483,70 €	12.830,19 €	13.945,85 €	96.437,35 €	7.233,79 €	7.233,79 €	143.230,06 €	- €	271.037,52 €	556.131,22 €
13	11.483,70 €	12.959,49 €	14.085,31 €	96.437,35 €	7.233,79 €	7.233,79 €	143.230,06 €	- €	271.037,52 €	556.466,21 €
14	11.483,70 €	13.088,07 €	14.226,17 €	96.437,35 €	7.233,79 €	7.233,79 €	143.230,06 €	- €	271.037,52 €	557.285,67 €
15	11.483,70 €	13.218,95 €	14.368,43 €	96.437,35 €	7.233,79 €	7.233,79 €	143.230,06 €	- €	271.037,52 €	557.009,79 €
16	11.483,70 €	13.351,14 €	14.512,11 €	96.437,35 €	7.233,79 €	7.233,79 €	143.230,06 €	- €	271.037,52 €	557.285,67 €
17	11.483,70 €	13.484,65 €	14.657,23 €	96.437,35 €	7.233,79 €	7.233,79 €	143.230,06 €	- €	271.037,52 €	557.564,30 €
18	11.483,70 €	13.619,50 €	14.803,81 €	96.437,35 €	7.233,79 €	7.233,79 €	143.230,06 €	- €	271.037,52 €	557.845,72 €
19	11.483,70 €	13.755,70 €	14.951,84 €	96.437,35 €	7.233,79 €	7.233,79 €	143.230,06 €	- €	271.037,52 €	558.129,95 €
20	11.483,70 €	13.893,25 €	15.101,36 €	182.159,43 €	7.233,79 €	7.233,79 €	143.230,06 €	- €	271.037,52 €	644.139,11 €
21	11.483,70 €	14.032,19 €	15.252,38 €	182.159,43 €	7.233,79 €	7.233,79 €	143.230,06 €	- €	271.037,52 €	644.429,06 €
22	11.483,70 €	14.172,51 €	15.404,90 €	182.159,43 €	7.233,79 €	7.233,79 €	143.230,06 €	- €	271.037,52 €	644.721,91 €
23	11.483,70 €	14.314,23 €	15.558,95 €	182.159,43 €	7.233,79 €	7.233,79 €	143.230,06 €	- €	271.037,52 €	645.017,68 €
24	11.483,70 €	14.457,37 €	15.714,54 €	182.159,43 €	7.233,79 €	7.233,79 €	143.230,06 €	- €	271.037,52 €	645.316,41 €
25	11.483,70 €	14.601,95 €	15.871,68 €	182.159,43 €	7.233,79 €	7.233,79 €	143.230,06 €	- €	271.037,52 €	645.618,13 €
26	11.483,70 €	14.747,97 €	16.030,40 €	182.159,43 €	7.233,79 €	7.233,79 €	143.230,06 €	- €	271.037,52 €	645.922,87 €
27	11.483,70 €	14.895,45 €	16.190,70 €	182.159,43 €	7.233,79 €	7.233,79 €	143.230,06 €	- €	271.037,52 €	646.230,65 €
28	11.483,70 €	15.044,40 €	16.352,61 €	182.159,43 €	7.233,79 €	7.233,79 €	143.230,06 €	- €	271.037,52 €	646.541,51 €
29	11.483,70 €	15.194,85 €	16.516,14 €	182.159,43 €	7.233,79 €	7.233,79 €	143.230,06 €	- €	271.037,52 €	646.855,48 €
30	11.483,70 €	15.346,79 €	16.683,30 €	182.159,43 €	7.233,79 €	7.233,79 €	143.230,06 €	- €	271.037,52 €	647.172,59 €
Total										18.610.529,35 €

Tabla 61: Resumen costes placas policristalinas estructura fija 36 grados

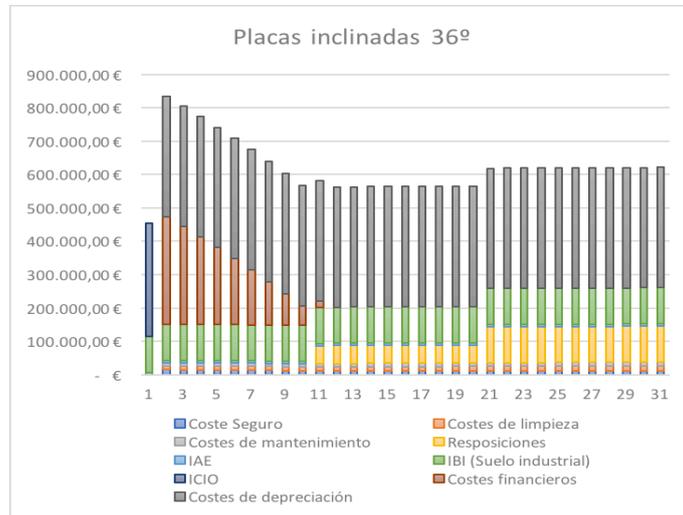


FIGURA 51: GRÁFICO COSTE ESTRUCTURA FIJA PLACAS MONOCRISTALINAS

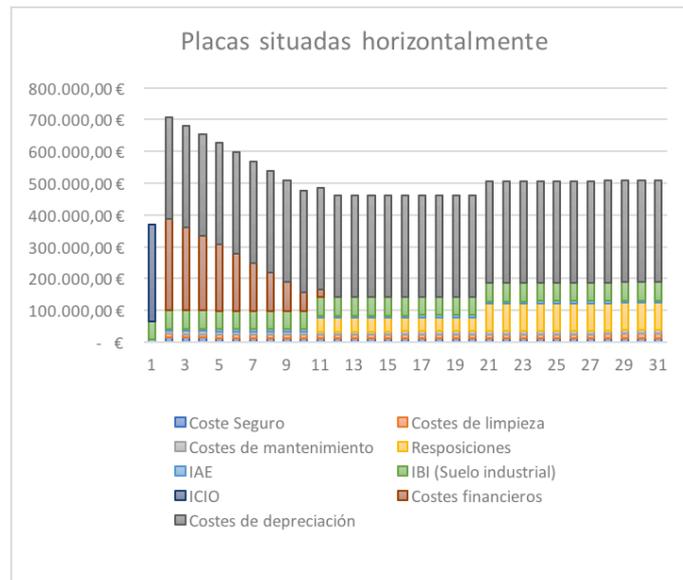


FIGURA 52: GRÁFICO COSTE PLACAS HORIZONTALES

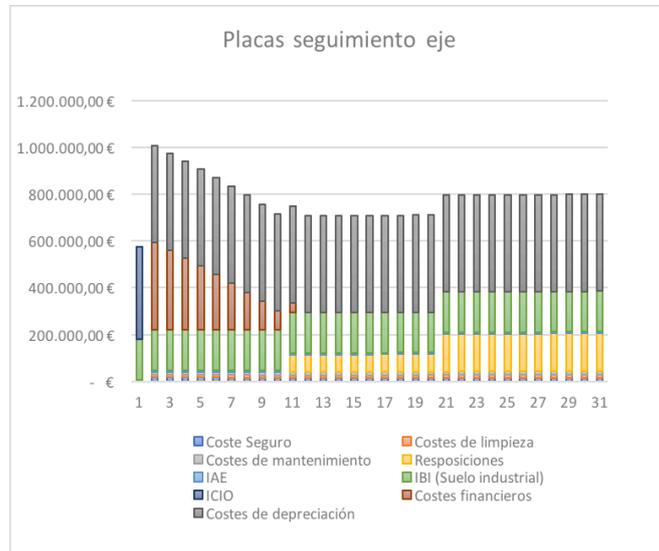


FIGURA 53: GRÁFICO COSTE SEGUIMIENTO DE EJE

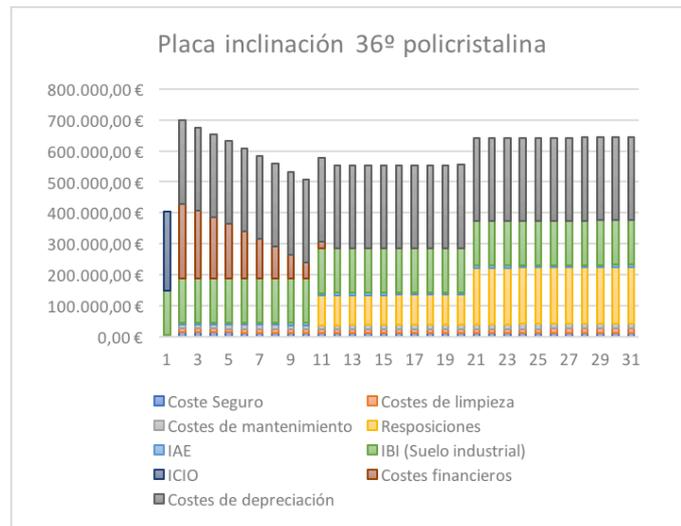


FIGURA 54: GRÁFICO COSTE ESTRUCTURA FIJA PLACAS POLICRISTALINAS

Por tanto y como se puede ver en las tablas y en el gráficas los primeros años el coste será elevado y este irá decreciendo conforme se realice el pago de la inversión inicial de la instalación durante los diez primeros años.

Cuando ya se alla acabado con el pago financiero el coste será constante sufriendo al fian un incremento debido a las reposiciones.

4.4 BENEFICIOS

Una vez evaluado los costes se deberá evaluar los beneficios que se obtendrán con la instalación una vez esta se ponga en marcha.

Para ello, se partirá de la energía producida la cual fue calculada en el apartado 3, de este documento, mediante el programa de simulación de PVGIS.

Destacar que la energía producida anterior, será la que se tendrá en cuenta para el primer año, posteriormente para obtener los resultados de beneficios de manera lo más fiel posible a la realidad se tomarán unas pérdidas anuales de placas monocristalinas del 0,08% para los 10 primeros años, del 2% para los diez siguientes y para el año 30, del 5% siendo estas pérdidas acumulativas a las del año anterior; el último año las pérdidas aumentan considerablemente debido a que será cuando se deben cambiar las placas solares.

Para la hipótesis de placas policristalinas se evaluarán unas pérdidas de 2% los diez primeros años, 4% los diez siguientes y para el año 30 un 10%.

Por otro lado, habrá que determinar el beneficio monetario de la venta de la energía producida por kWh para determinar el beneficio anual que supondrá la producción y de esta manera, en los apartados siguientes, verificar si la instalación diseñada es viable o no.

Para ello se parte de lo citado por el Real Decreto 1578/2008:

Denominación		Descripción	Potencia mínima / máxima (kW)	Tarifa (€/kWh)	Cupo de potencia 2009 (MW)
Tipo I	Subtipo I.1	Instalaciones ubicadas en fachadas o sobre cubiertas	0 / 20 kW	34	26,7
	Subtipo I.2	(*)	21 / 2.000 kW	32	240,3
Tipo II		Resto de instalaciones	0 / 10.000 kW	32	133

(*) Estas deberán ser:

- Cubiertas o fachadas de construcciones fijas, cerradas, hechas de materiales resistentes, dedicadas a usos residencial, de servicios, comercial o industrial y que dispongan de referencia catastral.
- Ubicadas sobre estructuras fijas de soporte con uso de cubierta de aparcamiento o sombreado de áreas y ubicados en parcela con referencia catastral urbana.

Tabla 62: Tarifas dependiendo tipo instalación (Real Decreto 1578/2008)

Por tanto, la instalación de este proyecto será tipo II siendo nuestra potencia la máxima de 10MWp.

Para poder acceder a la retribución habrá que inscribir el proyecto en el Registro de preasignación de retribución siendo esta inscripción trimestral.

La instalación se pondrá en marcha en enero de 2020, y al haber cuatro convocatorias trimestrales, se intentará acoger a la segunda convocatoria que comprende entre el 16 de noviembre y el 31 de enero.

El proyecto se quedó fuera del cupo de potencia de la segunda convocatoria y pasó a la tercera, por tanto, en este caso eran posibles tres escenarios:

6.1 Modificación de las tarifas

A partir de la segunda convocatoria de inscripción en el registro de preasignación, las tarifas pueden incrementarse o decrementarse. Esto depende de que se haya alcanzado o no el objetivo de potencia establecido en la convocatoria anterior. Tenemos 3 posibilidades:

- a) La potencia preasignada en la convocatoria anterior quedó **por debajo del 50% del cupo** para algún tipo o subtipo de instalación. En este caso, tras dos convocatorias sucesivas en las mismas condiciones, se podría incrementar la tarifa en la misma proporción en que se reduciría si se cubriese el cupo (mediante Resolución de la Secretaría General de Energía). Para volver a incrementar la tarifa tendría que haber 2 nuevas convocatorias que quedaran por debajo del 50% del objetivo.
- b) La potencia preasignada en la convocatoria anterior quedó **por debajo del cupo, pero por encima del 50%**. En este caso, la tarifa se mantiene.
- c) La potencia preasignada en la convocatoria anterior fue **igual o superior al cupo**. En este caso, la tarifa se reduce, multiplicándola por el factor $A = 0,9^{1/m}$, siendo m el número de convocatorias anuales.

Si durante un año entero se fueran cubriendo todos los cupos, sobrepasando el objetivo de potencia, la reducción al cabo del año sería de un 10%. Si por el contrario la potencia preasignada quedara por debajo del 50% del objetivo durante un año entero, se podría incrementar hasta un 5%.

Hay una excepción, y es que la tarifa de las pequeñas instalaciones en tejado (subtipo I.1, menos de 20 kW) nunca podrá ser inferior a la de instalaciones en tejado más grandes (del subtipo I.2, de más de 20 kW). Si según el mecanismo anterior se redujera más, se igualaría a la tarifa de las instalaciones de más de 20 kW.

FIGURA 55: MODIFICACIÓN (REAL DECRETO 1578/2008)

Se va a suponer el caso más desfavorable en el que el cupo en la convocatoria anterior es igual o superior al cupo suponiendo una reducción del 10% del beneficio por tanto el beneficio obtenido es de 0,29 euros/kWh.

Para los años siguientes, se tendrá en cuenta la inflación considerada para los costes y la especificada en la introducción de este apartado, es decir el 1%.

Con lo anterior en las siguientes tablas se muestran los beneficios obtenidos para los 30 primeros años de funcionamiento de la instalación en las cuatro hipótesis planteadas a lo largo de este proyecto:

Año	Energía producida (kWh)	Precio (kWh)	Total
0	0,00	0,29 €	- €
1	15200000,00	0,29 €	4.421.376,00 €
2	15187840,00	0,29 €	4.462.017,29 €
3	15175689,73	0,30 €	4.503.032,15 €
4	15163549,18	0,30 €	4.544.424,02 €
5	15151418,34	0,30 €	4.586.196,37 €
6	15139297,20	0,31 €	4.628.352,69 €
7	15127185,76	0,31 €	4.670.896,50 €
8	15115084,02	0,31 €	4.713.831,38 €
9	15102991,95	0,31 €	4.757.160,92 €
10	15090909,56	0,32 €	4.800.888,75 €
11	14789091,36	0,32 €	4.751.919,68 €
12	14493309,54	0,32 €	4.703.450,10 €
13	14203443,35	0,33 €	4.655.474,91 €
14	13919374,48	0,33 €	4.607.989,06 €
15	13640986,99	0,33 €	4.560.987,58 €
16	13368167,25	0,34 €	4.514.465,50 €
17	13100803,90	0,34 €	4.468.417,95 €
18	12838787,83	0,34 €	4.422.840,09 €
19	12582012,07	0,35 €	4.377.727,12 €
20	12330371,83	0,35 €	4.333.074,31 €
21	12083764,39	0,35 €	4.288.876,95 €
22	11842089,10	0,36 €	4.245.130,40 €
23	11605247,32	0,36 €	4.201.830,07 €
24	11373142,38	0,37 €	4.158.971,41 €
25	11145679,53	0,37 €	4.116.549,90 €
26	10922765,94	0,37 €	4.074.561,09 €
27	10704310,62	0,38 €	4.033.000,57 €
28	10490224,41	0,38 €	3.991.863,96 €
29	10280419,92	0,38 €	3.951.146,95 €
30	9766398,92	0,39 €	3.791.125,50 €
		Total	132.337.579,16 €

Tabla 63: Beneficios anuales instalación estructura fija placas monocristalinas

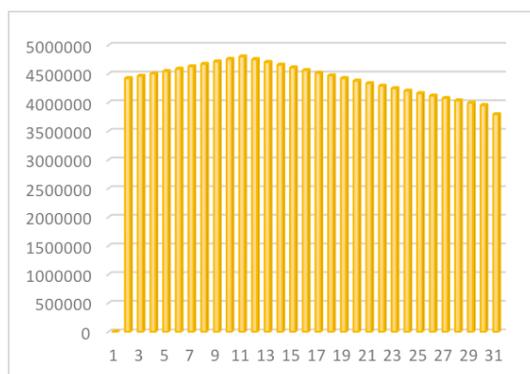


FIGURA 56: GRÁFICO BENEFICIO ESTRUCTURA FIJA PLACAS MONOCRISTALINAS

Año	Energía producida (kWh)	Precio (kWh)	Total
0	0,00	0,29 €	- €
1	12700000,00	0,29 €	3.694.176,00 €
2	12689840,00	0,29 €	3.728.132,87 €
3	12679688,13	0,30 €	3.762.401,86 €
4	12669544,38	0,30 €	3.796.985,86 €
5	12659408,74	0,30 €	3.831.887,76 €
6	12649281,22	0,31 €	3.867.110,47 €
7	12639161,79	0,31 €	3.902.656,95 €
8	12629050,46	0,31 €	3.938.530,17 €
9	12618947,22	0,31 €	3.974.733,14 €
10	12608852,06	0,32 €	4.011.268,89 €
11	12356675,02	0,32 €	3.970.353,94 €
12	12109541,52	0,32 €	3.929.856,33 €
13	11867350,69	0,33 €	3.889.771,80 €
14	11630003,68	0,33 €	3.850.096,13 €
15	11397403,60	0,33 €	3.810.825,15 €
16	11169455,53	0,34 €	3.771.954,73 €
17	10946066,42	0,34 €	3.733.480,79 €
18	10727145,09	0,34 €	3.695.399,29 €
19	10512602,19	0,35 €	3.657.706,21 €
20	10302350,15	0,35 €	3.620.397,61 €
21	10096303,14	0,35 €	3.583.469,55 €
22	9894377,08	0,36 €	3.546.918,17 €
23	9696489,54	0,36 €	3.510.739,60 €
24	9502559,75	0,37 €	3.474.930,06 €
25	9312508,55	0,37 €	3.439.485,77 €
26	9126258,38	0,37 €	3.404.403,01 €
27	8943733,21	0,38 €	3.369.678,10 €
28	8764858,55	0,38 €	3.335.307,39 €
29	8589561,38	0,38 €	3.301.287,25 €
30	8589561,38	0,39 €	3.334.300,12 €
	Total		110.738.244,96 €

Tabla 64: Beneficios anuales instalación placas horizontales

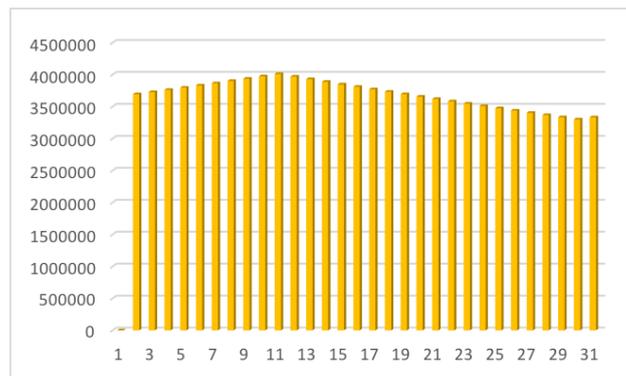


FIGURA 57: GRÁFICO BENEFICIO PLACAS HORIZONTALES

Año	Energía producida (kWh)	Precio (kWh)	Total
0	0,00	0,29 €	- €
1	20700000,00	0,29 €	6.021.216,00 €
2	20683440,00	0,29 €	6.076.563,02 €
3	20666893,25	0,30 €	6.132.418,78 €
4	20650359,73	0,30 €	6.188.787,98 €
5	20633839,45	0,30 €	6.245.675,32 €
6	20617332,37	0,31 €	6.303.085,56 €
7	20600838,51	0,31 €	6.361.023,53 €
8	20584357,84	0,31 €	6.419.494,06 €
9	20567890,35	0,31 €	6.478.502,04 €
10	20551436,04	0,32 €	6.538.052,44 €
11	20140407,32	0,32 €	6.471.364,30 €
12	19737599,17	0,32 €	6.405.356,39 €
13	19342847,19	0,33 €	6.340.021,75 €
14	18955990,24	0,33 €	6.275.353,53 €
15	18576870,44	0,33 €	6.211.344,92 €
16	18205333,03	0,34 €	6.147.989,20 €
17	17841226,37	0,34 €	6.085.279,71 €
18	17484401,84	0,34 €	6.023.209,86 €
19	17134713,81	0,35 €	5.961.773,12 €
20	16792019,53	0,35 €	5.900.963,03 €
21	16456179,14	0,35 €	5.840.773,21 €
22	16127055,56	0,36 €	5.781.197,32 €
23	15804514,45	0,36 €	5.722.229,11 €
24	15488424,16	0,37 €	5.663.862,38 €
25	15178655,67	0,37 €	5.606.090,98 €
26	14875082,56	0,37 €	5.548.908,85 €
27	14577580,91	0,38 €	5.492.309,98 €
28	14286029,29	0,38 €	5.436.288,42 €
29	14000308,70	0,38 €	5.380.838,28 €
30	14000308,70	0,39 €	5.434.646,66 €
	Total		180.494.619,74 €

Tabla 65: Beneficios anuales instalación placas con seguimiento de eje

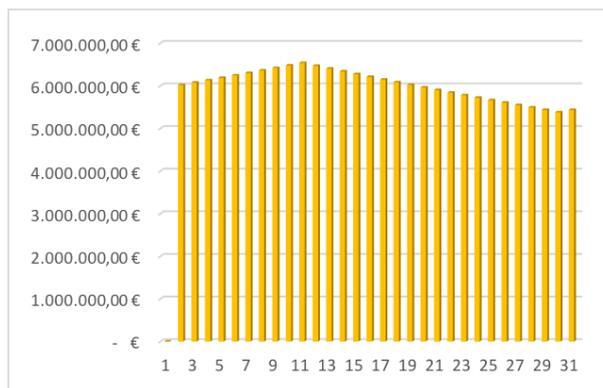


FIGURA 58: GRÁFICO BENEFICIO SEGUIMIENTO DE EJE

Año	Energía producida (kWh)	Precio (kWh)	Total
0	0,00	0,29 €	- €
1	14100000,00	0,29 €	4.101.408,00 €
2	13677000,00	0,29 €	4.018.149,42 €
3	13266690,00	0,30 €	3.936.580,98 €
4	12868689,30	0,30 €	3.856.668,39 €
5	12482628,62	0,30 €	3.778.378,02 €
6	12108149,76	0,31 €	3.701.676,95 €
7	11744905,27	0,31 €	3.626.532,91 €
8	11392558,11	0,31 €	3.552.914,29 €
9	11050781,37	0,31 €	3.480.790,13 €
10	10608750,11	0,32 €	3.374.974,11 €
11	10184400,11	0,32 €	3.272.374,90 €
12	9777024,10	0,32 €	3.172.894,70 €
13	9385943,14	0,33 €	3.076.438,70 €
14	9010505,41	0,33 €	2.982.914,96 €
15	8650085,20	0,33 €	2.892.234,35 €
16	8304081,79	0,34 €	2.804.310,42 €
17	7971918,52	0,34 €	2.719.059,39 €
18	7653041,78	0,34 €	2.636.399,98 €
19	7346920,11	0,35 €	2.556.253,42 €
20	7053043,30	0,35 €	2.478.543,32 €
21	6770921,57	0,35 €	2.403.195,60 €
22	6500084,71	0,36 €	2.330.138,46 €
23	6240081,32	0,36 €	2.259.302,25 €
24	5990478,07	0,37 €	2.190.619,46 €
25	5750858,94	0,37 €	2.124.024,63 €
26	5520824,59	0,37 €	2.059.454,28 €
27	5299991,60	0,38 €	1.996.846,87 €
28	5087991,94	0,38 €	1.936.142,72 €
29	4884472,26	0,38 €	1.877.283,98 €
30	4396025,03	0,39 €	1.706.451,14 €
		Total	86.902.956,71 €

Tabla 66: Beneficios anuales instalación estructura fija placas policristalinas

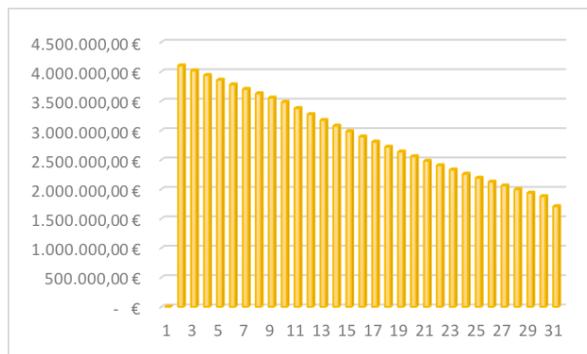


FIGURA 59: GRÁFICO BENEFICIO ESTRUCTURA FIJA PLACAS POLICRISTALINAS

Con ello se puede concluir que los mayores beneficios se obtendrán sobre los años 10,11 para las hipótesis con placas monocristalinas, que coincide cuando se deja de pagar la financiación de la instalación, posteriormente irá decreciendo los beneficios de la instalación debido a las pérdidas de las placas aunque con un buen mantenimiento estas pérdidas serán menos acusadas, ya que se han hecho los cálculos con el caso más desfavorable, de manera que con un buen cuidado hasta después de cuarenta años no será necesario realizar un cambio en placas y se tendrán fondos para poder reinvertir en la instalación sin tener que usar en este caso financiación externa.

En el caso de las placas policristalinas, los mayores beneficios surgirán en el primer año ya que las pérdidas anuales de producción son más acusadas.

Por consiguiente, y teniendo en cuenta los beneficios calculados y los costes, se muestra la relación coste y beneficios en los siguientes gráficos para cada una de las hipótesis:



FIGURA 60: BENEFICIOS VERSUS COSTES ESTRUCTURA FIJA MONOCRISTALINA



FIGURA 61: BENEFICIOS VERSUS COSTES PLACAS PLANAS



FIGURA 62: BENEFICIOS VERSUS COSTES PLACAS CON SEGUIMIENTO DE EJE



FIGURA 63: BENEFICIOS VERSUS COSTES ESTRUCTURA FIJA POLICRISTALINA

En los anteriores gráficos se observa que los beneficios son mucho mayores que el coste por tanto se podría decir que el proyecto es rentable para las cuatro alternativas.

Además del análisis de rentabilidad del proyecto es conveniente comprobar la liquidez generada por el mismo, lo cual se verá en los apartados siguientes, puesto que un proyecto, aunque muestre rentabilidad, no significa que genere la liquidez suficiente para el acometimiento del mismo.

4.5 PAYBACK

Ahora se va a proceder a obtener el payback de la inversión o plazo de recuperación de la inversión inicial.

Para ello, se determinarán los cobros y pagos anuales de la instalación durante los treinta primeros años para la determinación del cash-flow anual.

De esta manera cuando el cash-flow acumulado de los distintos periodos sea positivo será cuando se haya recuperado la inversión realizada inicialmente.

Dicho lo anterior, en la columna cobros se disponen los beneficios citados en el apartado anterior y en los pagos los costes anuales, exceptuando los financieros y los de depreciación, y sumándole los costes del presupuesto inicial y el importe a pagar por el aval fotovoltaico para el año 0.

Con ello se obtiene los siguientes resultados para cada una de las cuatro hipótesis:

Año	Cobros	Pagos	Cash Flow
0	- €	11.270.474,82 €	- 11.270.474,82 €
1	4.421.376,00 €	488.893,98 €	- 7.337.992,80 €
2	4.462.017,29 €	150.136,74 €	- 3.026.112,24 €
3	4.503.032,15 €	149.975,14 €	1.326.944,77 €
4	4.544.424,02 €	149.806,82 €	5.721.561,97 €
5	4.586.196,37 €	149.631,67 €	10.158.126,67 €
6	4.628.352,69 €	149.449,56 €	14.637.029,79 €
7	4.670.896,50 €	149.260,38 €	19.158.665,92 €
8	4.713.831,38 €	149.064,00 €	23.723.433,30 €
9	4.757.160,92 €	148.860,29 €	28.331.733,93 €
10	4.800.888,75 €	202.225,44 €	32.930.397,23 €
11	4.751.919,68 €	202.444,18 €	37.479.872,73 €
12	4.703.450,10 €	202.665,10 €	41.980.657,73 €
13	4.655.474,91 €	202.888,24 €	46.433.244,40 €
14	4.607.989,06 €	203.113,60 €	50.838.119,86 €
15	4.560.987,58 €	203.341,22 €	55.195.766,22 €
16	4.514.465,50 €	203.571,12 €	59.506.660,61 €
17	4.468.417,95 €	203.803,31 €	63.771.275,25 €
18	4.422.840,09 €	204.037,82 €	67.990.077,52 €
19	4.377.727,12 €	204.274,69 €	72.163.529,95 €
20	4.333.074,31 €	258.090,22 €	76.238.514,04 €
21	4.288.876,95 €	258.331,84 €	80.269.059,15 €
22	4.245.130,40 €	258.575,88 €	84.255.613,67 €
23	4.201.830,07 €	258.822,36 €	88.198.621,39 €
24	4.158.971,41 €	259.071,30 €	92.098.521,49 €
25	4.116.549,90 €	259.322,73 €	95.955.748,66 €
26	4.074.561,09 €	259.576,68 €	99.770.733,06 €
27	4.033.000,57 €	259.833,17 €	103.543.900,46 €
28	3.991.863,96 €	260.092,22 €	107.275.672,21 €
29	3.951.146,95 €	260.353,86 €	110.966.465,29 €
30	3.791.125,50 €	260.618,12 €	114.496.972,67 €

Tabla 67: Payback instalación estructura fija placas monocristalinas

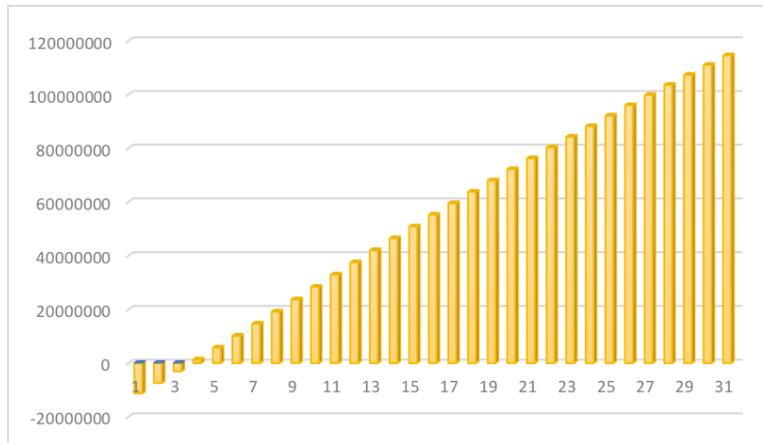


FIGURA 64: PAYBACK INSTALACIÓN ESTRUCTURA FIJA PLACAS MONOCRISTALINAS

Año	Cobros	Pagos	Cash Flow
0	- €	10.093.291,86 €	- 10.093.291,86 €
1	3.694.176,00 €	99.192,14 €	- 6.498.308,00 €
2	3.694.176,00 €	99.060,81 €	- 2.903.192,81 €
3	3.694.176,00 €	98.923,45 €	692.059,74 €
4	3.694.176,00 €	98.779,95 €	4.287.455,79 €
5	3.694.176,00 €	98.630,22 €	7.883.001,57 €
6	3.694.176,00 €	98.474,13 €	11.478.703,44 €
7	3.694.176,00 €	98.311,57 €	15.074.567,87 €
8	3.694.176,00 €	98.142,43 €	18.670.601,44 €
9	3.694.176,00 €	97.966,60 €	22.266.810,83 €
10	3.694.176,00 €	140.645,01 €	25.820.341,83 €
11	3.694.176,00 €	140.863,74 €	29.373.654,08 €
12	3.694.176,00 €	141.084,67 €	32.926.745,42 €
13	3.694.176,00 €	141.307,80 €	36.479.613,62 €
14	3.694.176,00 €	141.533,17 €	40.032.256,45 €
15	3.694.176,00 €	141.760,78 €	43.584.671,66 €
16	3.694.176,00 €	141.990,68 €	47.136.856,98 €
17	3.694.176,00 €	142.222,87 €	50.688.810,11 €
18	3.694.176,00 €	142.457,39 €	54.240.528,72 €
19	3.694.176,00 €	142.694,25 €	57.792.010,47 €
20	3.694.176,00 €	185.794,52 €	61.300.391,95 €
21	3.694.176,00 €	186.036,14 €	64.808.531,81 €
22	3.694.176,00 €	186.280,18 €	68.316.427,62 €
23	3.694.176,00 €	186.526,66 €	71.824.076,96 €
24	3.694.176,00 €	186.775,60 €	75.331.477,36 €
25	3.694.176,00 €	187.027,04 €	78.838.626,32 €
26	3.694.176,00 €	187.280,98 €	82.345.521,34 €
27	3.694.176,00 €	187.537,47 €	85.852.159,87 €
28	3.694.176,00 €	187.796,52 €	89.358.539,35 €
29	3.694.176,00 €	188.058,16 €	92.864.657,18 €
30	3.694.176,00 €	188.322,42 €	96.370.510,76 €

Tabla 68: Payback instalación placas horizontales

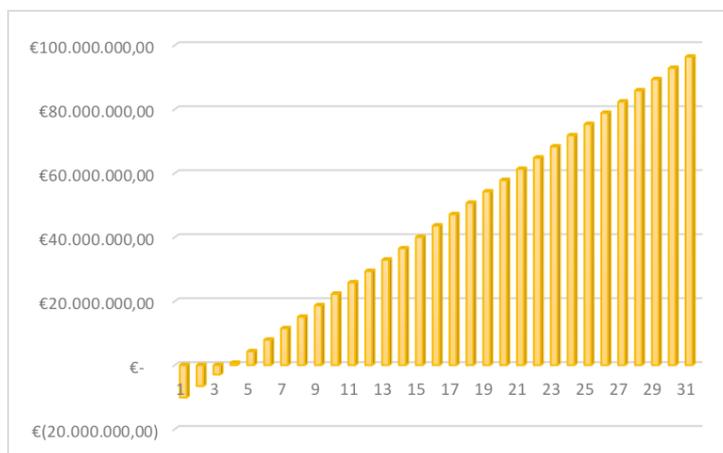


FIGURA 65: PAYBACK INSTALACIÓN PLACAS HORIZONTALES

Placas con seguimiento de eje			
Año	Cobros	Pagos	Cash Flow
0	- €	13.482.736,00 €	- 13.482.736,00 €
1	6.021.216,00 €	211.971,05 €	- 7.673.491,05 €
2	6.021.216,00 €	211.775,05 €	- 1.864.050,10 €
3	6.021.216,00 €	211.571,03 €	3.945.594,87 €
4	6.021.216,00 €	211.358,85 €	9.755.452,02 €
5	6.021.216,00 €	211.138,37 €	15.565.529,65 €
6	6.021.216,00 €	210.909,43 €	21.375.836,22 €
7	6.021.216,00 €	210.671,90 €	27.186.380,32 €
8	6.021.216,00 €	210.425,63 €	32.997.170,68 €
9	6.021.216,00 €	210.170,46 €	38.808.216,22 €
10	6.021.216,00 €	284.913,07 €	44.544.519,15 €
11	6.021.216,00 €	285.164,62 €	50.280.570,53 €
12	6.021.216,00 €	285.418,68 €	56.016.367,84 €
13	6.021.216,00 €	285.675,29 €	61.751.908,56 €
14	6.021.216,00 €	285.934,46 €	67.487.190,10 €
15	6.021.216,00 €	286.196,22 €	73.222.209,88 €
16	6.021.216,00 €	286.460,60 €	78.956.965,28 €
17	6.021.216,00 €	286.727,62 €	84.691.453,66 €
18	6.021.216,00 €	286.997,31 €	90.425.672,35 €
19	6.021.216,00 €	287.269,70 €	96.159.618,65 €
20	6.021.216,00 €	373.266,90 €	101.807.567,74 €
21	6.021.216,00 €	373.544,77 €	107.455.238,97 €
22	6.021.216,00 €	373.825,41 €	113.102.629,56 €
23	6.021.216,00 €	374.108,86 €	118.749.736,70 €
24	6.021.216,00 €	374.395,15 €	124.396.557,55 €
25	6.021.216,00 €	374.684,29 €	130.043.089,26 €
26	6.021.216,00 €	374.976,33 €	135.689.328,92 €
27	6.021.216,00 €	375.271,29 €	141.335.273,63 €
28	6.021.216,00 €	375.569,20 €	146.980.920,43 €
29	6.021.216,00 €	375.870,09 €	152.626.266,34 €
30	6.021.216,00 €	376.173,99 €	158.271.308,35 €

Tabla 69: Payback instalación seguimiento de eje

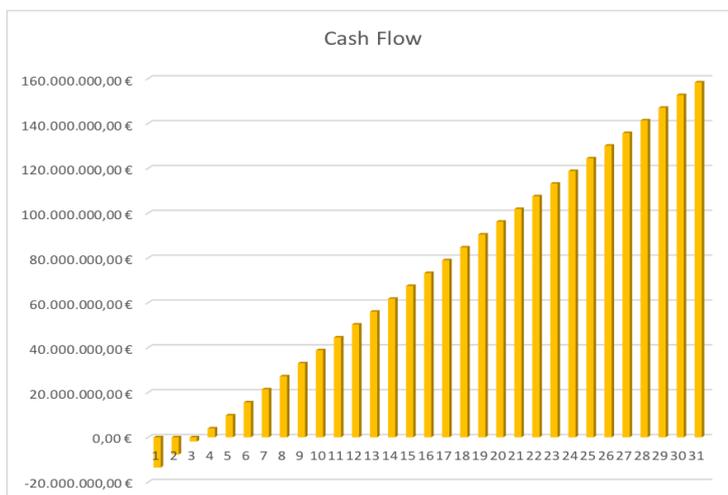


FIGURA 66: PAYBACK INSTALACIÓN SEGUIMIENTO DE EJE

Año	Cobros	Pagos	Cash Flow
0	- €	8.535.331,34 €	- 8.535.331,34 €
1	4.101.408,00 €	189.463,85 €	- 4.623.387,19 €
2	4.018.149,42 €	189.348,85 €	- 794.586,62 €
3	3.936.580,98 €	189.227,65 €	2.952.766,71 €
4	3.856.668,39 €	189.100,14 €	6.620.334,97 €
5	3.778.378,02 €	188.966,20 €	10.209.746,79 €
6	3.701.676,95 €	188.825,71 €	13.722.598,03 €
7	3.626.532,91 €	188.678,57 €	17.160.452,36 €
8	3.552.914,29 €	188.524,65 €	20.524.842,00 €
9	3.480.790,13 €	188.363,83 €	23.817.268,29 €
10	3.374.974,11 €	284.633,34 €	26.907.609,06 €
11	3.272.374,90 €	284.895,82 €	29.895.088,14 €
12	3.172.894,70 €	285.160,93 €	32.782.821,90 €
13	3.076.438,70 €	285.428,69 €	35.573.831,91 €
14	2.982.914,96 €	285.699,13 €	38.271.047,75 €
15	2.892.234,35 €	285.972,27 €	40.877.309,82 €
16	2.804.310,42 €	286.248,15 €	43.395.372,10 €
17	2.719.059,39 €	286.526,78 €	45.827.904,71 €
18	2.636.399,98 €	286.808,20 €	48.177.496,49 €
19	2.556.253,42 €	287.092,43 €	50.446.657,49 €
20	2.478.543,32 €	373.101,59 €	52.552.099,21 €
21	2.403.195,60 €	373.391,54 €	54.581.903,27 €
22	2.330.138,46 €	373.684,38 €	56.538.357,35 €
23	2.259.302,25 €	373.980,16 €	58.423.679,43 €
24	2.190.619,46 €	374.278,89 €	60.240.020,00 €
25	2.124.024,63 €	374.580,61 €	61.989.464,02 €
26	2.059.454,28 €	374.885,35 €	63.674.032,95 €
27	1.996.846,87 €	375.193,13 €	65.295.686,69 €
28	1.936.142,72 €	375.503,99 €	66.856.325,42 €
29	1.877.283,98 €	375.817,96 €	68.357.791,45 €
30	1.706.451,14 €	376.135,07 €	69.688.107,52 €

Tabla 70: Payback instalación estructura fija placas policristalinas

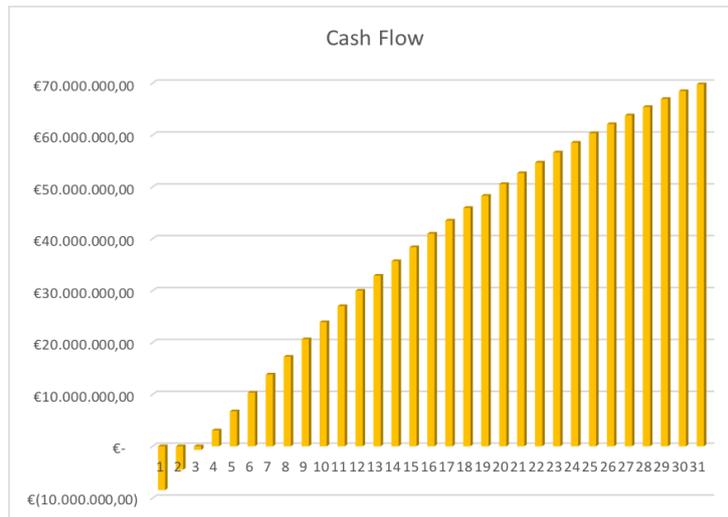


FIGURA 67: PAYBACK INSTALACIÓN ESTRUCTURA FIJA PLACAS POLICRISTALINAS

Por tanto, el cuarto año se habrá recuperado la inversión para todas las hipótesis, siendo un resultado muy positivo teniendo en cuenta que la vida útil, sin realizar cambios en la instalación considerables, se encuentra en torno a 30 años y si se hace un buen mantenimiento y conservación de la misma está se situará sobre cuarenta.

4.6 VAN Y TIR

Ahora se va a estudiar la viabilidad del proyecto mediante dos parámetros financieros; el VAN y el TIR.

Para la determinación del VAN previamente se debe determinar la tasa de descuento. Para proyectos de esta índole se parte de una tasa de descuento del 15% y como se ha determinado el cash flow en el apartado anterior y aplicando la fórmula:

$$VAN = \sum_{i=1}^n \frac{FC_i}{(1+r)^i} - I_0$$

También es interesante conocer la tasa interna de retorno, TIR, cuyo valor se determinará con los flujos de caja y partiendo de un VAN=0 a partir de la siguiente fórmula:

$$TIR = \sum_{n=0}^n \frac{F_n}{(1+i)^n} = 0$$

A continuación, se muestran los resultados obtenidos para las cuatro hipótesis planteadas en el proyecto:

VAN	120.305.351,25 €
TIR	38%

Tabla 71: VAN y TIR estructura fija placas monocristalinas

VAN	93.191.247,84 €
TIR	36%

Tabla 72: VAN y TIR placas planas

VAN	171.888.136,53 €
TIR	43%

Tabla 73: VAN y TIR seguimiento de eje

VAN	97.076.819,88 €
TIR	44%

Tabla 74: VAN y TIR estructura fija placas policristalinas

Por tanto, el proyecto siguiendo cualquiera de las cuatro hipótesis planteadas es viable.

5.CONCLUSIONES

Si en el proyecto sólo se tuviera en consideración el desarrollo técnico, se dispondría de placas con seguimiento de eje, pero debido a que también se ha realizado el estudio económico y se opta por una inversión a largo plazo, se ha optado como solución más viable en global, para este proyecto, el uso de placas con estructura fija inclinada el ángulo óptimo ,36 grados.

Citando lo anterior, es cierto que el resultado que se obtiene con estructura fija, económicamente hablando, es peor que el de seguimiento de eje, pero este primero ofrece la posibilidad de una futura ampliación, ya que se dispone de suelo sobrante si se dispone esta tipología, ofreciendo incluso la posibilidad de duplicar la planta, si se tuvieran las mismas condiciones económicas y técnicas en el futuro, sin tener que realizar una inversión en el terreno que supone un mayor coste y más variabilidad en el tiempo, al igual que encarece la instalación.

Por otra parte, se descarta el uso de placas horizontales ya que la disminución del terreno ocupado no compensa la disminución de producción, comparando con las otras dos hipótesis.

Para finalizar se compara el uso de placas monocristalinas y policristalinas para la opción seleccionada y puesto que con las placas monocristalinas se obtiene los mayores flujos monetarios en los últimos periodos (véase paypack para placas monocristalinas y policristalinas del apartado anterior), se considera que esta opción es la económicamente más eficiente a efectos del VAN, al igual que la producción es mayor por lo que también la eficiencia de las placas.

Cabe destacar que el objetivo de este proyecto no es evaluar la rentabilidad a corto plazo, con lo cual se decantaría por placas policristalinas, sino a largo plazo.

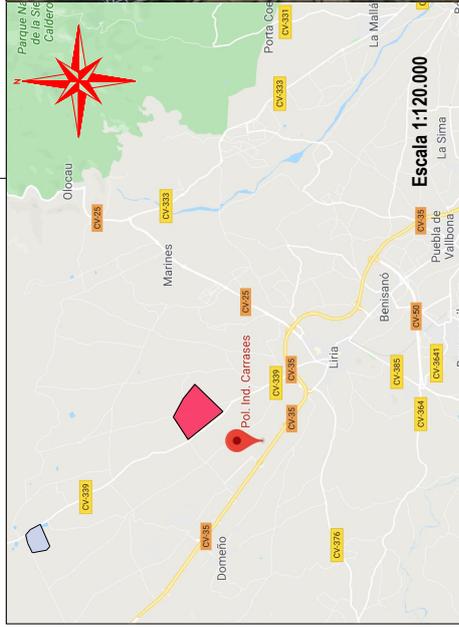
Por tanto, la solución optada es **placas monocristalinas con estructura fija grado óptimo**.

6. BIBLIOGRAFÍA

- **PVGIS online:** https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/tools.html
- **PVSYST:** <https://www.pvsys.com/>
- <https://energia.gob.es/electricidad/energias-renovables/Paginas/renovables.aspx>
- http://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/atlas_radiacion_solar
- <http://hikersbay.com/climate/spain/valencia?lang=cs>
- <https://ovacen.com/>
- <https://es.weatherspark.com/y/42687/Clima-promedio-en-Liria-España-durante-todo-el-año>
- http://www.ecorresponsabilidad.es/pdfs/ecoinnovacion/HISPANOTRACKER_s eguidores_solares.pdf
- **UNE-HD 60364-5-52:2011:** Instalaciones eléctricas de baja tensión. Selección e instalación de equipos eléctricos. Canalizaciones
- **UNE-HD 60364-5-54:2011:** Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 5-54: Selección e instalación de los equipos eléctricos. Puesta a tierra, conductores de protección y conductores de equipotencialidad.
- **UNE-EN 60865-1:2013** Corrientes de cortocircuito. Cálculo de efectos. Parte 1: Definiciones y métodos de cálculo.
- **IEC 60909-0:2016:** Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna. Parte 0: Cálculo de corrientes.
- **IEC 60909-3:2009:** Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna. Parte 3: Corrientes durante dos cortocircuitos monofásicos a tierra simultáneos y separados y corrientes parciales de cortocircuito circulando a través de tierra.
- **IEC 60076-5:2018:** Transformadores de potencia. Parte 5: Aptitud para soportar cortocircuitos.
- **IEC/TR 60865-2:1994:** Corrientes de cortocircuito. Cálculo de efectos. Parte 2: Ejemplos de cálculo
- **IEC 60865-1:2011:** Corrientes de cortocircuito. Cálculo de efectos. Parte 1: Definiciones y métodos de cálculo.
- **IEC 60287-1-1:2006:** Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 1-1: Ecuaciones de intensidad admisible (factor de carga 100%) y cálculo de pérdidas. Generalidades.
- **Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión**
- **Reglamento Alta Tensión:** Condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23
- **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 661/2007** de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- **Real Decreto Legislativo 1/1993,** de 24 de septiembre, por el que se aprueba el Texto refundido de la Ley del Impuesto sobre Transmisiones Patrimoniales y Actos Jurídicos Documentados.

- **Real Decreto 1578/2008**, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.
- **IAE:** <https://www.agenciatributaria.gob.es/AEAT.sede/procedimientoini/G323.shtml>
- **ICIO:** <https://www.fiscal-impuestos.com/el-icio.html>
- **Inflación:** <https://es.global-rates.com/estadisticas-economicas/inflacion/indice-de-precios-al-consumo/ipc/espana.aspx>
- **Pay Back:** <https://economipedia.com/definiciones/payback.html>
- **VAN y TIR:** <https://economipedia.com/definiciones/comparacion-entre-van-y-tir.html>
- <https://www.cambioenergetico.com/blog/influye-la-temperatura-rendimiento-placa-solar/>
- <https://www.acciona.com/es/energias-renovables/energia-solar/>
- <http://www.lliria.es/>
- https://suelosolar.com/guiasolares/tramitacion_solar.asp?tipo=red
- <https://tubosolar.net/wp-content/uploads/2017/07/Trámites-para-acceso-a-Red-de-Distribución-de-nuevas-Instalaciones-de-Producción.pdf>
- https://idae.es/uploads/documentos/documentos_PCT_10391.31_2015_Vigilancia_o_peracion_y_mantenimiento_Forum_Barcelona_a49bc28c.pdf
- https://www.ree.es/sites/default/files/11_PUBLICACIONES/Documentos/InformesSistemaElectrico/2019/Avance_ISE_2018.pdf
- https://www.appa.es/wp-content/uploads/2019/10/Estudio_del_impacto_Macroeconomico_de_las_energias_renovables_en_Espa%C3%B1a_2018_vff.pdf
- Red eléctrica española: <https://www.ree.es/es>
- **Pliego de Condiciones técnicas de IDAE**
- Apuntes asignatura de energía renovables (Grado Ingeniería Eléctrica).
- Apuntes asignatura baja tensión Grado Ingeniería Eléctrica).
- Apuntes asignatura alta tensión (Grado Ingeniería Eléctrica).
- Apuntes asignatura Generación Transporte y Distribución Energía Eléctrica (Máster Ingeniería Industrial).
- Apuntes asignatura de Organización Empresas (Máster Ingeniería Industrial).

ANEXO: PLANOS



LEYENDA

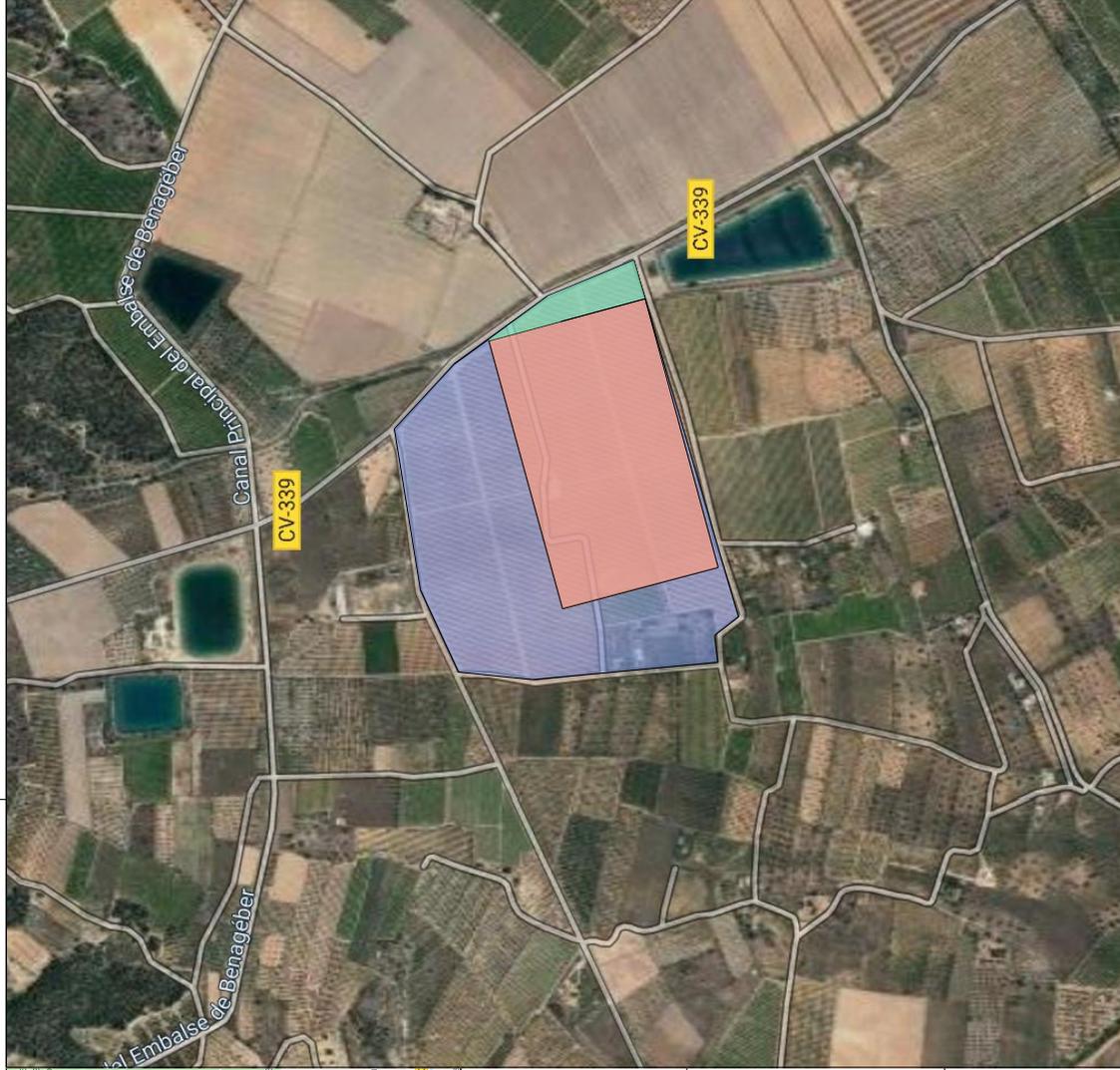
- Terreno disponible
- Terreno ocupado placas
- Terreno ocupado resto equipos
- Subvestación

DAFO

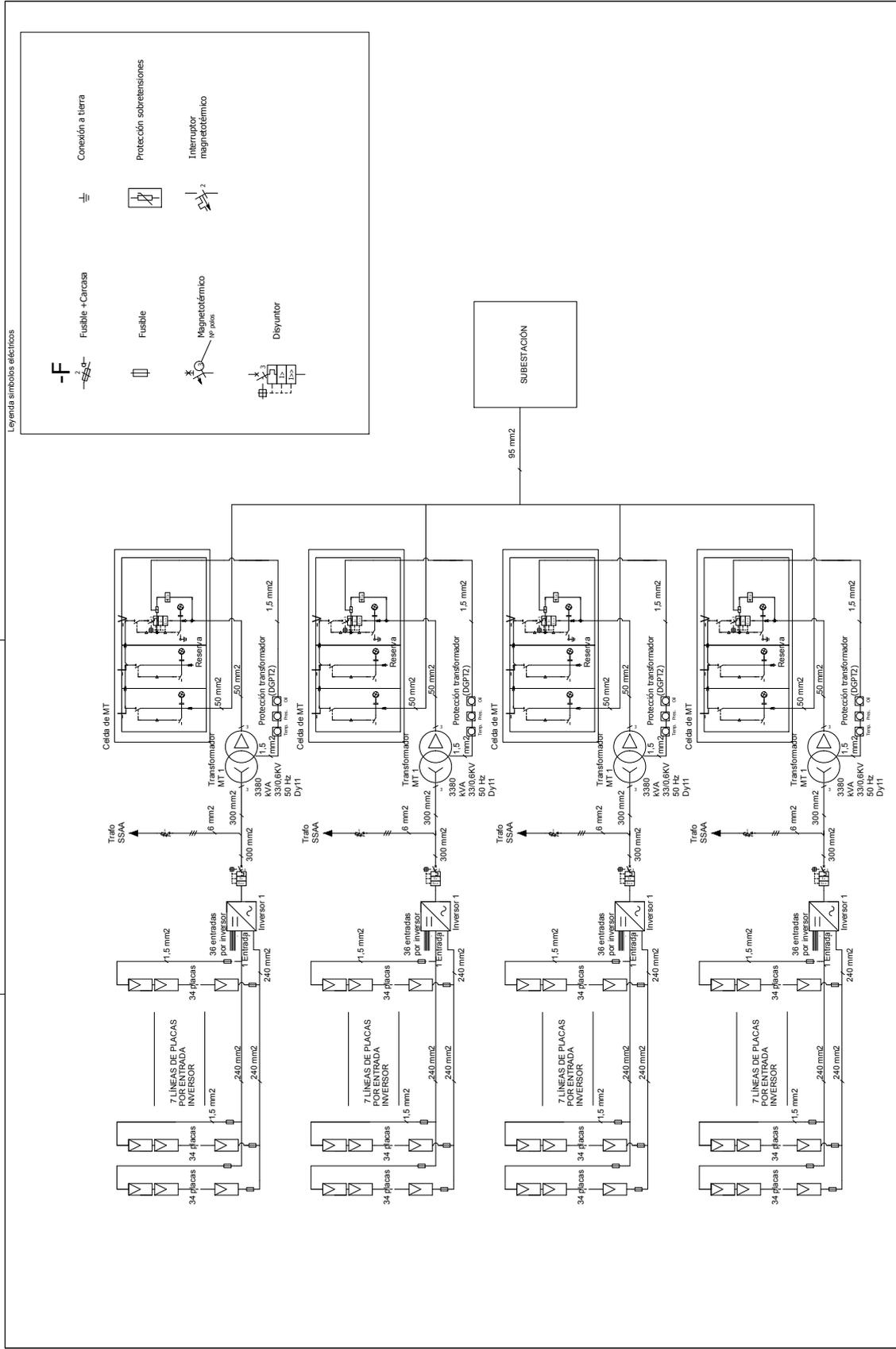
- DEBILIDADES**
Alta inversión inicial.
Posterior reposición de equipos.
- FORTALEZAS**
Concienciación sociedad cambio climático.
Objetivos desarrollo sostenible.
- AMENAZAS**
Otras fuentes energías renovables (eólica).
- OPORTUNIDADES**
Disminución costes componentes de la instalación.
Horas de sol en la zona

ACTUACIONES BÁSICAS ESTRATÉGICAS

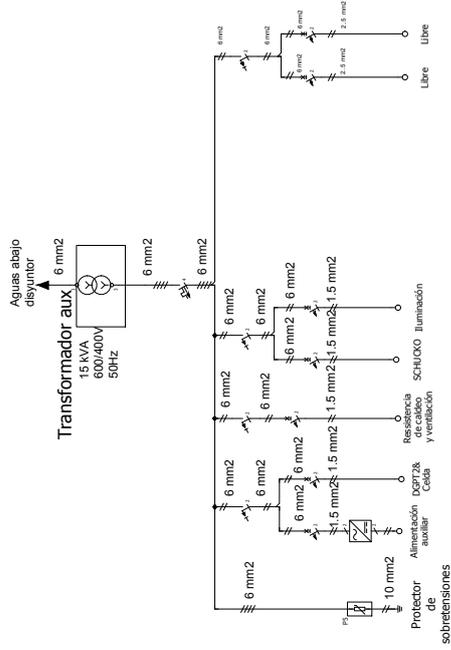
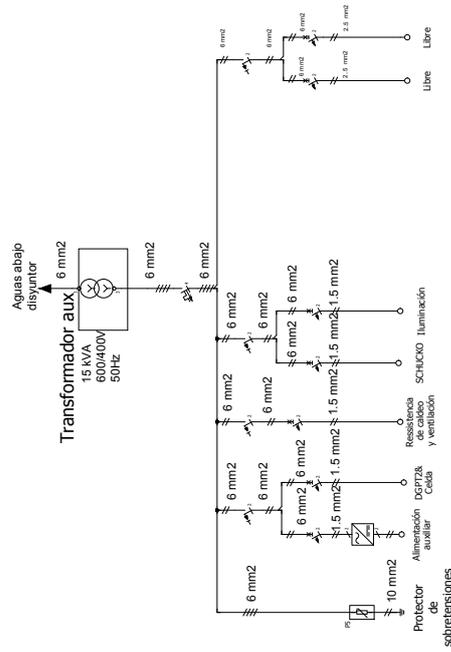
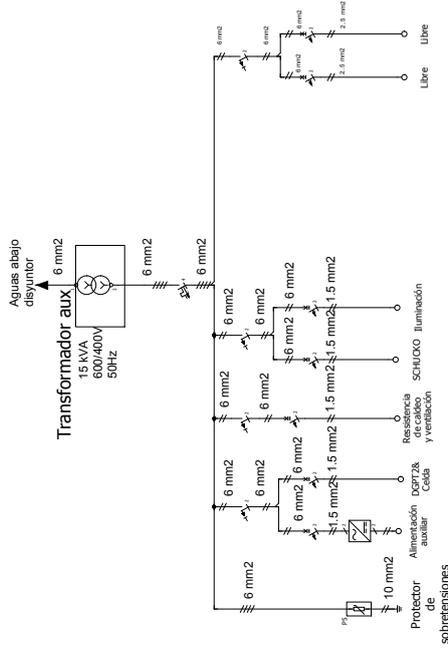
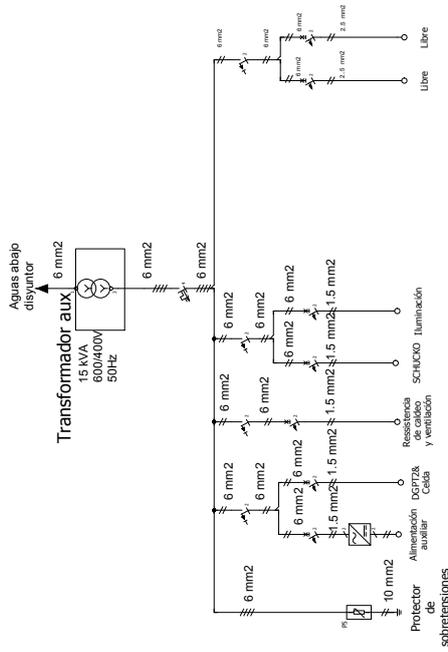
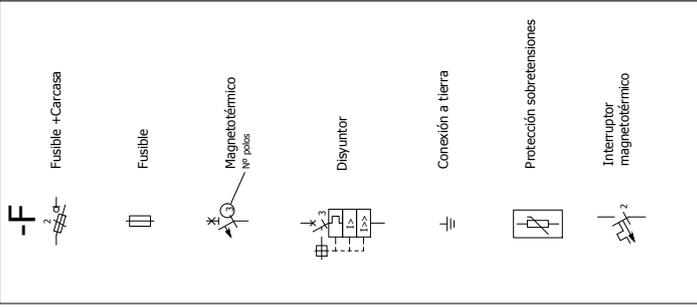
- 1_ Cálculo de componentes que conforman la instalación para 10MWp
- 2_ Inclincación placas y territorio ocupado
- 3_ Estudio elección placas (monocristalinas y policristalinas)



 <p>UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA</p>	 <p>TRABAJO FIN DE MASTER EN INGENIERIA INDUSTRIAL ESCUELA TÉCNICA DE INGENIEROS INDUSTRIALES VALÈNCIA</p>	<p>Proyecto: DESAIO Y VIABILIDAD DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 10MWp CONECTADA A LA RED EN LLIRIA PROVINCIA DE VALÈNCIA</p> <p>Plano: Emplazamiento, inserción territorial, DAFO y actuaciones</p> <p>Autor: Patricia Azafra Rueda</p>	<p>Nº Plano: 1</p> <p>Fecha: Diciembre 2019</p> <p>Escala: 1:7.500</p>
---	---	--	---



Leyenda símbolos eléctricos



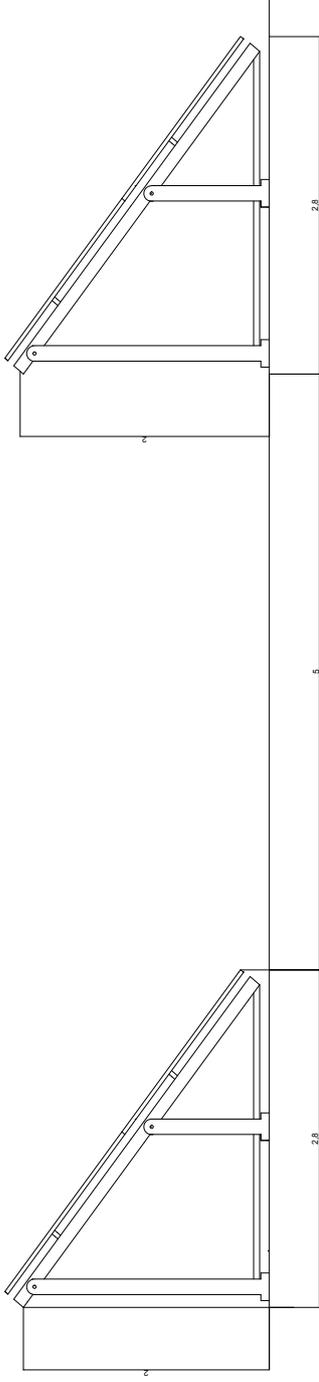
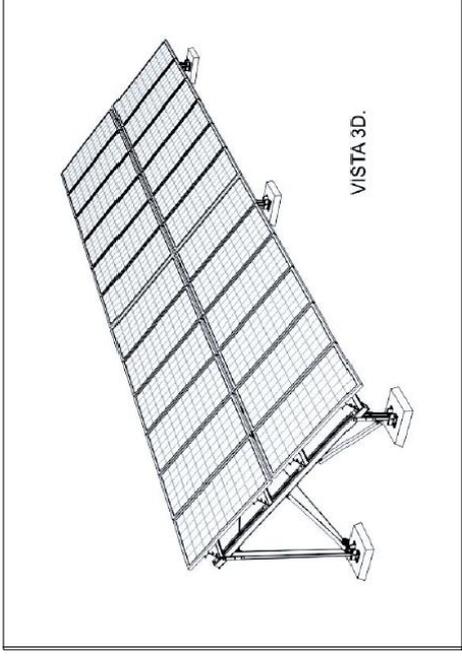
Fecha: Diciembre 2019
Escala: 3

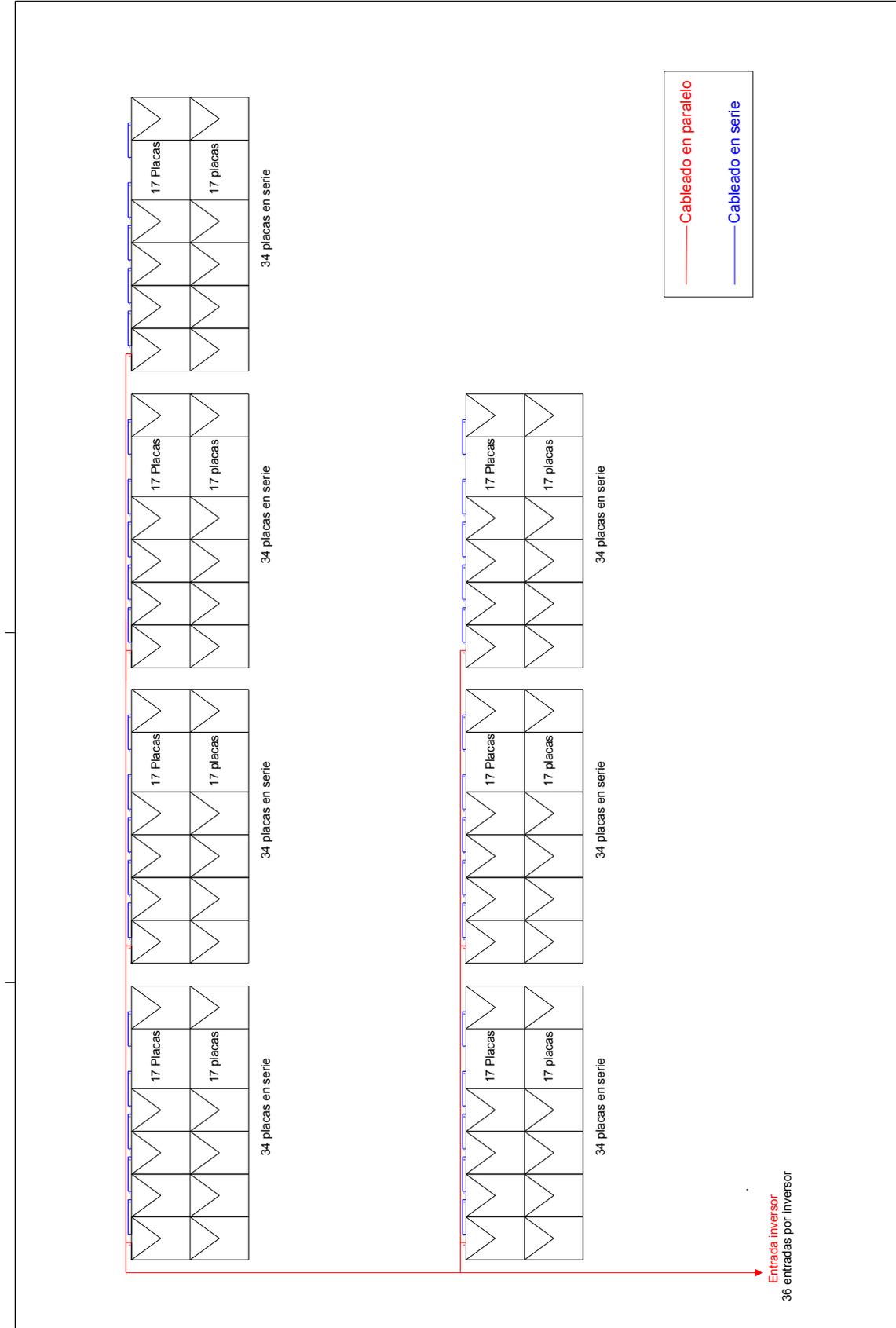
Proyecto: **DISEÑO Y VIABILIDAD DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 10MWP CONECTADA A LA RED EN LLIRIA PROVINCIA DE VALENCIA**

Plano: **Multifilar simplificado conexiónado placas, inversor y estación de potencia (2)**

Autor: **Patricia Azafia Rueda**







28 filas -->476 metros



36 columnas--> 275,8 metros

131300 m² de ocupación las placas