



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA

Curso Académico:

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada
en Tiscamanita (Fuerteventura)

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo va dedicado a mis
padres por el apoyo incondicional
durante todos mis estudios.

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

RESUMEN

En el presente proyecto se realizará el diseño de una planta solar fotovoltaica cuya potencia asciende a 10,31MW, situada en el municipio de Antigua en la isla de Fuerteventura (Canarias).

En primer lugar se ha realizado una justificación sobre la elección de la ubicación. Tras esto, se ha procedido a elegir la disposición de paneles más beneficiosa tomando como principal objetivo alcanzar la máxima potencia posible.

Elegida la disposición de los paneles, se ha dimensionado la instalación eléctrica y todos sus elementos, nombrando los criterios y justificando las razones de elección de cada uno de los elementos. Para terminar con el diseño, se ha dimensionado la instalación de puesta a tierra de la instalación.

Tras el diseño, se ha resumido el conjunto de trámites administrativos a llevar a cabo para hacer realidad esta instalación y por último se ha elaborado un estudio económico con el fin de conocer el periodo de amortización de la instalación y las ganancias derivadas de su explotación.

Todas estas ideas han sido ilustradas con los respectivos planos.

Palabras clave: solar, viabilidad, electricidad, fotovoltaica.

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada
en Tiscamanita (Fuerteventura)

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

ABSTRACT

In the present project a photovoltaic solar plant is designed, whose power grows to 10,31MW. It is located in Tiscamanita, and it is situated in Fuerteventura (Canary islands).

First of all, a justification about the choice of location has been made. After that, it has been chosen the most profitable panel installation. The main object has been to achieve the maximum power.

Once we have been chosen the way of solar panel installation, the electrical installation has been sizing with all its elements, naming and justifying the reasons for the elections. To end the design, it has been sizing the grounding installation.

After the design, it has been summarized all the administrative transactions for making real this solar power plant. Finally it has been made an economy study to obtain the earnings and for knowing the budget.

All ideas have been illustrated with the respective planes.

Keywords: solar, viability, electricity, photovoltaic.

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada
en Tiscamanita (Fuerteventura)

Documento 1: Memoria

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

Tabla de contenido

1. Introducción.....	10
1.1 Objeto del proyecto	10
1.2 Energía solar y funcionamiento de una célula fotovoltaica	10
1.3 Ventajas de una instalación fotovoltaica	11
1.4 Situación energética de Canarias.....	11
1.5 Ubicación geográfica.....	13
1.6 Razones climatológicas	14
2. Normativa y Legislación	16
3. Componentes	17
3.1 Panel solar.....	17
3.2 Sistema de seguimiento.....	18
3.3 Soporte	20
3.4 Inversor	21
3.5 Centro de Transformación	24
3.6 Cableado	25
3.7 Aparamenta de continua.....	26
3.7.1 Vigilador de aislamiento.....	26
3.7.2 Interruptores de continua.....	27
3.7.3 Fusibles.....	28
3.7.4 Protección frente a sobretensiones.....	29
3.8 Aparamenta de alterna	30
3.8.1 Limitador frente a sobreintensidades.....	30
4. Puesta a tierra.....	31
4.1 Puesta a tierra de corriente continua	31
4.2 Puesta a tierra de la parte de alterna.....	32
5. Resumen de la disposición	32
6. Trámites administrativos	33
7. Normativa Contable y Fiscal.....	34
8. Conclusiones finales	34
9. Anexo de cálculos.....	35
9.1 Elección del panel solar	35
9.2 Comparación entre los distintos sistemas de seguimiento	36
9.3 Elección del soporte y disposición final en parcela	44
9.4 Elección de inversor	45
9.5 Dimensionado del cableado de corriente continua.....	47
9.6 Protección parte C.C.....	52

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

9.6.1 Interruptores de continua	52
9.6.2 Fusibles para protección de ramas frente a sobreintensidades.	52
9.6.3 Protección frente a sobretensiones	54
9.7 Dimensionado del cableado de corriente alterna	55
9.8 Protecciones de corriente alterna	57
9.8.1 Protección frente a sobreintensidades	57
9.9 Conexión a tierra	61
9.9.1 Diseño de la puesta a tierra de continua	62
9.9.2 Diseño de la puesta a tierra de alterna	63
9.9 Estudio de viabilidad de la instalación	68
9.9.1 Pérdidas de la instalación	68
9.9.2 Producción anual de la instalación	71
9.9.3 Venta de electricidad	72
9.9.4 Costes de mantenimiento y operación	74
9.9.5 Periodo de amortización	75
9.9.6 Cálculo del Valor Actual Neto (VAN)	75
10. INDICE DE TABLAS, FIGURAS Y GRÁFICOS	77
10.1 Tablas	77
10.2 Ilustraciones	77
10.3 Gráficos	78
RESULTADO DEL PRESUPUESTO	82
CAPITULO 1: PRESUPUESTO DE INSTALACIÓN DE BT	82
CAPÍTULO 2: PRESUPUESTO DE INSTALACIÓN DE MT	83
CAPÍTULO 3: PRESUPUESTO DE INSTALACIÓN DE PT	83
CAPÍTULO 4: PRESUPUESTO DEL TERRENO	83

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada
en Tiscamanita (Fuerteventura)

1. Introducción

1.1 Objeto del proyecto

El objetivo de este proyecto es llevar a cabo el diseño de una instalación fotovoltaica de 10,31 MW conectada a la red para la generación y venta de la energía eléctrica. Una potencia considerable que seguro tendrá gran repercusión para una isla como Fuerteventura en la que a pesar de sus condiciones climáticas, existe una total dependencia de los combustibles fósiles.

Esta planta está situada en el municipio de Antigua, en concreto en el pueblo de Tiscamanita, localidad idónea para este tipo de instalaciones por diferentes características que se expondrán a continuación en el presente proyecto. De todas las disposiciones de paneles posibles, se ha elegido la que mayor potencia ha permitido instalar, siendo a su vez la disposición que requiere un mayor presupuesto inicial.

Como pauta seguida durante el proceso de diseño, se ha seguido toda la normativa vigente para este tipo de instalaciones; tanto el reglamento de baja tensión (REBT), las diferentes normas UNE correspondientes al ámbito de instalaciones fotovoltaicas generadoras y el reglamento de alta tensión (RAT); todas ellas nombradas en el apartado de normativa y legislación.

Otro criterio de diseño seguido durante la realización de este proyecto ha sido la elección de dispositivos específicamente fabricados para instalaciones fotovoltaicas, respaldando dichas elecciones con los cálculos necesarios.

Por último se ha realizado un estudio de viabilidad con la energía generada por la instalación durante los primeros 25 años. Con este estudio se ha pretendido calcular el periodo de amortización de la instalación, las ganancias obtenidas derivadas de la venta de la electricidad generada y el VAN.

Todos los cálculos justificativos, estudios y comparaciones se encuentran detallados en el apartado de cálculos del presente proyecto.

1.2 Energía solar y funcionamiento de una célula fotovoltaica

La energía solar llega a la Tierra en forma de radiación electromagnética procedente del Sol tras producirse un proceso de fusión nuclear en dicha estrella. Esta energía puede ser aprovechada de dos maneras distintas: por conversión térmica (sistema fototérmico) o por conversión fotovoltaica (sistema fotovoltaico).

Un sistema fototérmico consiste en obtener energía térmica a partir de la energía solar mediante el calentamiento de un fluido (normalmente aceite) gracias al uso de unos dispositivos llamados colectores.

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

Un sistema fotovoltaico en cambio, transforma directamente la radiación solar incidente en energía eléctrica gracias a la acción de las células fotovoltaicas que forman parte del panel fotovoltaico.

Las células fotovoltaicas se sirven del llamado efecto fotoeléctrico para convertir la radiación solar directamente en electricidad. Por culpa de las características eléctricas de los materiales que forman un panel solar, las distribuciones de carga positiva y negativa se forman en dos lados de la interfaz del material creando un campo eléctrico a través de la interfaz. Cuando la radiación solar es absorbida por el material semiconductor, los electrones y agujeros son liberados a la banda de conducción y de valencia. Los portadores de carga como los electrones y huecos, se mueven en diferentes direcciones dentro de la célula fotovoltaica. El portador de carga termina a los lados opuestos de la célula fotovoltaica. Mediante la conexión de estas superficies a un circuito eléctrico externo se puede usar la corriente continua generada.

Los paneles solares aparecen en las instalaciones fotovoltaicas agrupados en lo que se denominan módulos fotovoltaicos, permitiendo llegar a unos determinados valores de tensión y potencia.

1.3 Ventajas de una instalación fotovoltaica

La principal ventaja de una instalación fotovoltaica no es otra que la producción de electricidad a partir de la energía solar; una energía limpia, renovable y muy abundante. Estas instalaciones además se caracterizan principalmente por su simplicidad, pues no precisan de demasiada aparatamenta eléctrica para funcionar.

Otra ventaja importante de este tipo de instalaciones es la durabilidad, ya que además de no precisar un gran mantenimiento, los paneles solares tienen una garantía de al menos 25 años, pudiendo llegar a funcionar durante 40 años.

1.4 Situación energética de Canarias

Resulta de interés para este proyecto conocer la peculiaridad del sistema eléctrico de las islas Canarias y la situación de las energías renovables en el archipiélago, más en concreto, en la isla de Fuerteventura.

El sistema eléctrico del archipiélago está formado por siete subsistemas (uno por cada isla) independientes unos de otros, excepto los subsistemas de Lanzarote y Fuerteventura que se encuentran conectados. Además prácticamente todo el sistema de generación de electricidad del archipiélago tiene como base los combustibles fósiles. Observando la siguiente tabla se podrá tener una idea más clara sobre los porcentajes:

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

Tabla 1. Energía producida en Canarias.

Año	Producción interior (Tep)	Energía primaria total (Tep)
2011	57914	5.955.230
2012	60785	5.607.984
2013	63964	5.268.344

Fuente: Dirección general de Industria y energía, gobierno de Canarias

Como se puede observar en la tabla anteriormente expuesta, la producción interior representa para Canarias una fracción muy pequeña de la energía primaria, siendo dicha aportación la resultante de todas las instalaciones de energías renovables presentes en el archipiélago (eólica, fotovoltaica, solar térmica, minihidráulica y biogás vertedero).

Esta cifra de producción interior se ha estabilizado desde hace años en el 1,2 % de la energía total primaria, una cifra muy distante de los países pertenecientes a la Unión Europea. Sin embargo esta situación no se encuentra parada en los últimos años.

Si se observan los datos relacionados con la energía fotovoltaica, en concreto, en la isla de Fuerteventura, existe una gran evolución durante los últimos años de la potencia fotovoltaica instalada:

Tabla 2. Energía fotovoltaica instalada en Fuerteventura

Año	Potencia fotovoltaica (Kwp)
Conectada a red	
2006	134,04
2007	1.670,50
2008	4.196,77
2009	5.730,54
2010	7.581,24
2011	10.678,74
2012	12.706,45
2013	12.935,13
Aislada de red	
2006	53,19
2007	53,54
2008	54,45
2009	54,45
2010	54,45
2011	54,45
2012	54,45
2013	54,45
Total	
2006	187,23
2007	1.724,04
2008	4.251,22
2009	5.784,99
2010	7.635,69

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

2011	10.733,19
2012	12.760,90
2013	12.989,58

Fuente: Dirección general de Industria y energía, gobierno de Canarias

Como resumen se observa un gran crecimiento desde el año 2006 al año 2013 debido principalmente a medidas políticas tales como subvenciones y ayudas otorgadas a este tipo de energía con el fin de fomentar el crecimiento de la producción interior sostenible de Canarias.

Como posible escenario es de esperar en los años venideros un mayor protagonismo de las instalaciones fotovoltaicas aisladas de red ya que la red eléctrica no llega a gran parte del territorio rural de la isla de Fuerteventura, estos sistemas de autoconsumo reducirían considerablemente el coste de la producción eléctrica.

Gráfico 1. Evolución anual de la potencia fotovoltaica en Fuerteventura



Fuente: elaboración propia

Para lograr este escenario energético, resulta indispensable una política que promueva este tipo de energías, tanto en el marco industrial como en el tecnológico y administrativo, persiguiendo el objetivo de hacer las energías renovables las principales productoras en el archipiélago.

Justificada entonces la necesidad y el beneficio tanto económico como ambiental de éste tipo de energía para el archipiélago, se continuará el presente proyecto con la presentación y diseño de la instalación.

1.5 Ubicación geográfica

La parcela elegida para llevar a cabo la instalación fotovoltaica se encuentra en la localidad de Tiscamanita, en el municipio de Antigua, perteneciente a la isla de Fuerteventura. Las coordenadas geográficas son 28°21'17.2" Norte y 14°02'14.6" Oeste.

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

Ilustración 1. Parcela.



Fuente: Google Maps

Resulta interesante mencionar que la parcela se caracteriza por tener un terreno bastante árido, como la mayoría del terreno de Fuerteventura y además posee la ventaja de no tener ninguna montaña cerca de ella que pudiera hacer sombra durante las horas de luz solar.

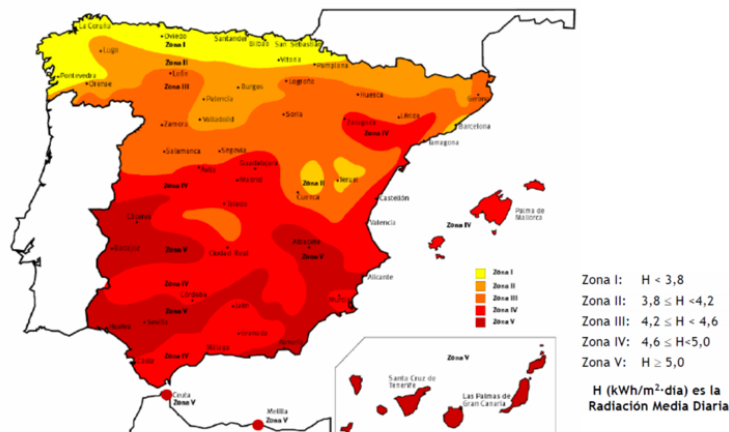
La parcela tiene una forma casi rectangular con unas dimensiones de 487x277m. De estas medidas, un total de 12 hectáreas irán destinadas a la disposición de paneles solares formando un rectángulo de 467x257m. El terreno sobrante irá destinado a la colocación de la aparamenta eléctrica, centros de transformación e inversores.

La energía eléctrica generada se verterá a la línea eléctrica más cercana, siendo conectada en un punto de conexión de 20kV establecido por la compañía eléctrica de distribución.

1.6 Razones climatológicas

España resulta ser una zona privilegiada para la energía fotovoltaica por su localización y climatología, siendo una de sus mayores ventajas el reparto homogéneo de ésta por todo el territorio. Observando el siguiente mapa de irradiación solar, la provincia de Las Palmas cuenta con una de las mayores incidencias de energía solar por metro cuadrado de España.

Ilustración 2. Mapa de irradiación en España

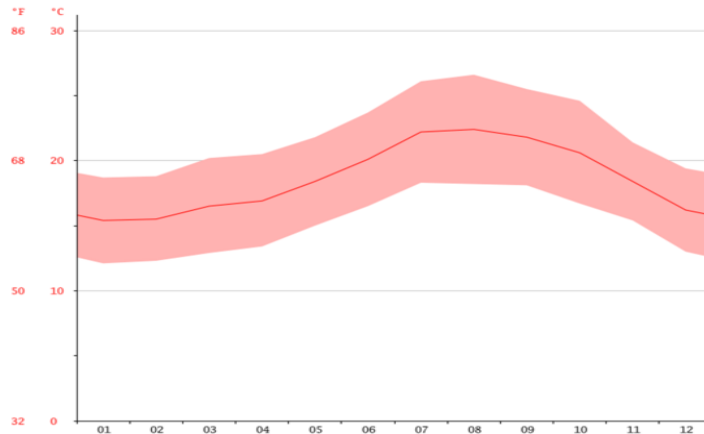


Fuente: IDAE

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

Concretando en mayor medida, en la isla de Fuerteventura además de contar con una gran irradiación solar, el clima de esta isla se caracteriza por su regularidad y sus suaves temperaturas presentes durante todo el año. Esta última condición de la climatología hace a esta isla idónea para instalaciones fotovoltaicas ya que el rendimiento de los paneles solares depende de la temperatura. En siguiente gráfico se puede ver la variación de la temperatura anual en el municipio de Antigua:

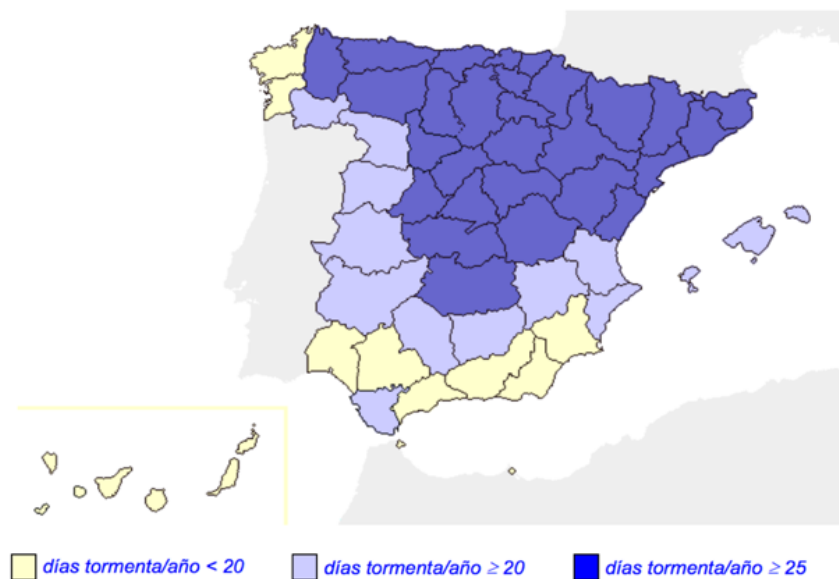
Gráfico 2. Diagrama de temperatura del municipio de Antigua



Fuente: Climate-Data.org

La última ventaja importante a mencionar es la escasez de precipitaciones, tormentas y fuertes vientos durante el año en el archipiélago canario en general. Esto permitirá prescindir de un sistema de seguridad complejo de protección frente a los fenómenos climáticos adversos.

Ilustración 3. Clasificación de las provincias de España en función del número medio anual de días de tormenta



Fuente: REBT

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

Por todo esto, se puede afirmar que Fuerteventura es una isla con un gran potencial para este tipo de instalaciones por la benignidad de su clima, por ser prácticamente una llanura sin relieves importantes y por contar con una gran extensión de terreno idóneo para este tipo de instalaciones.

2. Normativa y Legislación

En el siguiente apartado se nombrarán las normas o leyes que se han seguido para la elaboración del diseño de esta planta solar fotovoltaica:

- Guía Técnica de aplicación al Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (Ministerio de Industria, energía y turismo, 2015)
 - BT-08 SISTEMAS DE CONEXIÓN DEL NEUTRO Y DE LAS MASAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA. Edición: Octubre 2005; Revisión:1
 - BT-18. INSTALACIONES DE PUESTA A TIERRA. Edición: Octubre 2005; Revisión: 1
 - UNE 20022 , UNE-EN 60228
 - UNE 20460-5-54
 - BT-22. PROTECCIÓN CONTRA SOBREENTENSIDADES. Edición: Octubre 2005; Revisión: 1
 - UNE EN 60898
 - UNE 20.460-4-43
 - UNE 60269
 - UNE 211003-1
 - BT-23 PROTECCIÓN CONTRA SOBREENTENSIONES. Edición: Julio 2012; Revisión: 2
 - UNE EN 60898
 - UNE 60269
 - UNE EN 61643
 - BT-24 PROTECCIÓN CONTRA CONTACTOS DIRECTOS E INDIRECTOS. Edición : Octubre 2005; Revisión : 1
 - UNE EN 60947-2
 - UNE 20572
 - BT-30. INSTALACIONES EN LOCALES DE CARACTERÍSTICAS ESPECIALES. Edición: Febrero 2009; Revisión : 1
 - UNE 20460-7-712
 - BT-40. INSTALACIONES GENERADORAS DE BAJA TENSIÓN. Edición: Septiembre 2013; Revisión : 1
 - RD 1699/2011
 - CÁLCULO DE CAÍDAS DE TENSIÓN. Edición: Septiembre 2003; Revisión: 1
 - CÁLCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO. Edición: Septiembre 2003; Revisión 1
- Reglamento de Alta Tensión (RAT)
 - ITC-RAT 13. INSTALACIONES DE PUESTA A TIERRA.

3. Componentes

A continuación, tras describir la ubicación de la instalación, el clima de ésta y la normativa seguida durante todo el proyecto, se continuará con la elección de cada componente.

Dicha elección vendrá justificada con los correspondientes cálculos, comparando los distintos modelos presentes en el mercado. Los estudios comparativos y cálculos han sido detallados en el apartado de cálculos.

Se empezará por describir los paneles elegidos para la instalación, la ubicación y orientación de éstos, para después elegir la disposición más adecuada y así seleccionar la estructura sobre la que irán colocados. Posteriormente se seleccionará el inversor y se dimensionará el cableado de la parte de toda la instalación. Siguiendo la dirección de la energía se terminará con el centro de transformación, las medidas de protección necesarias y por último se dimensionará la instalación puesta a tierra.

3.1 Panel solar

Es el elemento encargado de captar la radiación del Sol para el aprovechamiento de ésta en forma de electricidad. Resulta interesante mencionar que el auge de la energía fotovoltaica durante los últimos años ha sido debido principalmente a la disminución del precio de los paneles solares. Esta ventaja económica es el resultado de la disminución de los costes de producción; actualmente se fabrican paneles de silicio más delgados otorgando una mayor rentabilidad económica a este tipo de energía.

En el mercado se encuentran dos tipos de paneles fotovoltaicos diferenciados según el proceso de fabricación. En primer lugar se encuentran los paneles monocristalinos formados por un solo cristal, cuya principal ventaja es un mayor rendimiento en comparación con los paneles formados por células solares policristalinas. En segundo y último lugar se encuentran los paneles policristalinos que a diferencia de los monocristalinos, en éstos, el silicio se ha dejado fundir de forma aleatoria, y por tanto, se obtienen granos distintos dando como resultado un rendimiento energético menor.

Este último tipo de paneles es el más apropiado para climas cálidos ya que absorbe el calor a una mayor velocidad y se ven afectados en menor medida por el sobrecalentamiento, además, éstos resultan ser más económicos para un mismo valor de potencia. Por éstas razones, se han elegido este tipo de paneles para nuestra instalación, realizando una comparación entre distintos modelos presentes en el mercado.

Tras realizar la comparación, a pesar de contar con paneles de mayor eficiencia; se ha optado por el panel *SCL 310 P3* de la firma *Saclimafotovoltaica* por tener la mejor relación precio-potencia. Se trata de un panel cuya potencia asciende a los 310W con una eficiencia de conversión de hasta el 15,6% y que cuenta con una garantía de producto de 12 años y de potencia de hasta 25 años.

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

Tabla 3. Características del panel SCL 310 P3

Medida	SCL -310 P3
Potencia Máxima (Pmax) [W]	310
Voltaje a potencia máxima (Vmp)[V]	36,1
Intensidad a máxima potencia (Imp)[A]	8,58
Voltaje en circuito abierto (Voc) [V]	44,8
Intensidad de cortocircuito (Isc) [A]	9,04
Tolerancia de potencia [W]	0/3%

Fuente: Saclimafotovoltaica

Contando con las coordenadas de nuestra instalación, con el fin de optimizar la producción de los paneles solares, éstos irán instalados en la inclinación óptima para nuestra latitud (24º) y orientados al sur ($\alpha = 0^\circ$).

3.2 Sistema de seguimiento

Los sistemas de seguimiento consisten en elementos que gracias a la ayuda de un motor y una serie de dispositivos automatizables, son capaces de seguir la trayectoria del Sol permitiendo que los rayos de éste penetren de forma perpendicular sobre el panel el mayor número de horas posible para de esta forma incrementar la eficiencia de los paneles fotovoltaicos.

Sin embargo, estos complejos sistemas incrementan notablemente el coste de la instalación llevándonos a la necesidad de realizar un estudio, cuya finalidad sea estudiar la rentabilidad entre los distintos tipos de seguimiento para así seleccionar el sistema más conveniente para nuestra instalación.

De forma más concreta, los sistemas de seguimiento que se compararán son los siguientes:

- Sistema de ángulo fijo: los paneles cuentan con la misma orientación e inclinación durante todo el año.
- Sistemas de ángulo móvil: tratan de seguir la trayectoria del Sol; se distinguen en función del número de ejes y en torno a cuál de éstos gira el seguidor:
 - Seguimiento horizontal en un eje: el eje de rotación es paralelo al suelo.
 - Seguimiento a dos ejes: el seguimiento se realiza tanto en el eje vertical, como en el horizontal, este seguimiento permite una mayor precisión.

Tras el estudio detallado en el apartado de cálculos, se han obtenido los siguientes resultados:

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

Tabla 4. Potencia instalada según sistema de seguimiento.

Sistema de la instalación	Nº de paneles	Potencia instalada (MW)
Posición fija	45555	14,12
Seguimiento a dos ejes	1914	0,59
Seguimiento a un eje horizontal	16800	5,20

Como principal conclusión se pueden destacar unos valores de muy diferentes de potencia, debido principalmente a que un sistema de seguimiento complejo limitará el uso del espacio ya que la distancia entre paneles deberá aumentarse con el fin de evitar sombras de unos sobre otros que provoquen una pérdida de rendimiento.

Como se puede observar en la anterior tabla, el sistema de posición fija es el que mayor potencia permite instalar, como resulta obvio, el número de paneles difiere tanto que el presupuesto de la instalación será mucho mayor en la disposición con mayor potencia; por ello se llega a la necesidad de realizar un estudio económico orientativo, resaltando la condición de orientativo ya que las empresas fabricantes de los sistemas de seguimiento no especifican en sus catálogos el precio de éstos, lo cual no nos ha permitido hacer un estudio económico preciso.

Gracias a la web www.omie.es que facilita el precio de la electricidad y al software PVSGIS que permite realizar un cálculo de la energía producida con cada sistema de seguimiento, se puede conocer cuál será el sistema de seguimiento que más rentable para nuestra instalación.

Para comparar los distintos sistemas sin más datos, compararemos los ingresos anuales obtenidos derivados de la venta de la electricidad generada y el coste de los paneles que supone cada sistema de seguimiento:

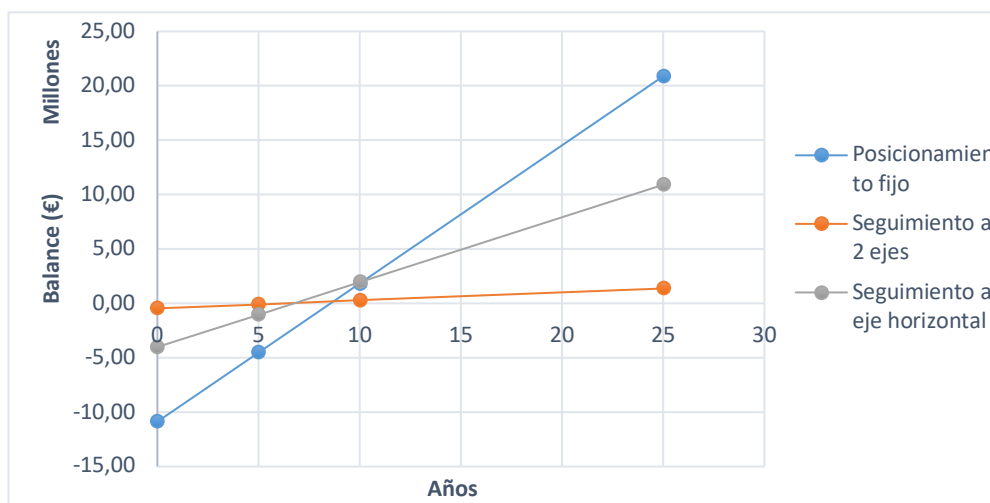
Tabla 5. Coste y balance por sistema de seguimiento.

Sistema de la instalación	Coste de paneles (€)	Balance tras 5 años (€)	Balance tras 10 años (€)	Balance tras 25 años (€)
Posicionamiento fijo	10.873.978,5	-4.523.608,5	1.826.761,5	20.877.871,5
Seguimiento a 2 ejes	456.871,8	-91.789,8	273.292,2	1.368.538,2
Seguimiento a un eje horizontal	4.010.160	-1.027.800	1.954.560	10.901.640

Como se puede observar en la tabla y de forma más visual en la siguiente gráfica, el sistema que más beneficio reportará y que se tomará como el elegido para ésta instalación será el sistema de posicionamiento fijo.

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

Gráfico 3. Balance económico según disposición de instalación.



Durante esta comparación, no se han contabilizado los costes de los sistemas de seguimiento, los cuales hubieran aumentado de forma considerable la inversión en las dos disposiciones que cuentan con éste tipo de sistemas, además de contar con mayores gastos adicionales por tareas de mantenimiento. Por ello, al tratarse de valores imprecisos, debe prestarse especial atención a la pendiente de crecimiento de cada sistema.

Como dato interesante, se puede mencionar que si éste mismo estudio se hubiera realizado 10 años atrás, probablemente una disposición de paneles con un sistema de seguimiento solar a un eje o dos, hubiese sido más la opción más rentable ya que como se mencionó anteriormente el precio de los paneles ha disminuido considerablemente durante los últimos años, luego en dicha situación privaría la eficiencia de los paneles.

3.3 Soporte

Tras el cálculo de la inclinación óptima según la latitud de la instalación (especificado en el apartado de cálculos) y una vez elegido el sistema de posicionamiento fijo, se ha procedido a elegir las estructuras sobre las que apoyarán los paneles, decantándose por la estructura de soporte fijo biposte de la firma *Mecasolar*, la cuál permite colocar hasta 4 filas de módulos de forma horizontal.

Estas estructuras están fabricadas de una aleación de aluminio tratado para otorgarles una mayor resistencia a la corrosión, además son válidas para cualquier tipo de panel y permiten una inclinación de hasta 45°, muy por encima de la inclinación óptima de ésta instalación (24°).

Para la elección de este soporte, también se ha tenido en cuenta que no han sido necesarios ningunos requisitos especiales para soportar fenómenos meteorológicos adversos, ya que este tipo de fenómenos no se dan en Canarias.

Ilustración 4. Soporte fijo biposte



Fuente: mecasolar

3.4 Inversor

Se trata de uno de los elementos más importantes de la instalación pues su papel es el de transformar la corriente continua proveniente de los generadores (paneles fotovoltaicos) en corriente alterna que llegará al centro de transformación para ser vertida a la red. Su funcionamiento se basa en el empleo de dispositivos electrónicos que resumidamente actúan como interruptores con el fin de interrumpir la intensidad invirtiendo su polaridad.

Todos los inversores destinados a instalaciones fotovoltaicas están constituidos de diferentes partes:

- Etapa de potencia: Esta parte es la encargada de entregar la potencia deseada utilizando filtros a la salida con el fin de obtener una baja distorsión armónica y evitar el rizado; cumpliendo así con los valores exigibles por la red.
- Etapa de control: En esta parte, mediante la modulación por ancho de pulso (PWM) se cumple la función de controlar la forma de la onda además de sincronizar con la red eléctrica ajustando la tensión y desfase.
- Sistema de seguimiento de máxima potencia: Este sistema se encarga de conseguir rendimientos cercanos al 100%; se trata de un sistema que busca el valor de la tensión en el punto de máxima potencia a partir del valor de tensión a circuito abierto.
- Protecciones: Existen diferentes protecciones exigidas por la normativa europea; además la gran mayoría de inversores cuenta con protecciones adicionales.

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

Los inversores son uno de los componentes más caros de la instalación por lo que contar con un gran número de éstos puede conducir a un presupuesto desorbitado, por ello se ha elegido un inversor cuyas características técnicas permitan conectar varios módulos.

Tras un estudio comparativo entre los distintos inversores que oferta la firma Abb, se ha elegido finalmente el modelo *PVS800-57-0250kW-A* que cuenta con las siguientes características de entrada y salida:

Tabla 6. Características del inversor PVS800-57-0250kW-A

Características del Inversor	PVS800-57-0250kW-A
Entrada (CC)	
Máxima potencia de entrada (kWp)	300
Rango de voltaje, mpp (V)	450 - 825
Máximo voltaje CC (V)	1000
Máxima intensidad CC (A)	600
Número de entradas CC	4
Salida (CA)	
Potencia nominal (kW)	250
Máxima potencia de salida (kW)	250
Corriente nominal (A)	485
Voltaje nominal (V)	400
Frecuencia de salida (Hz)	50/60
Eficiencia (%)	98.6

Fuente: Abb

Respecto a los valores de entrada al inversor (parte de corriente continua), resulta importante conocer la máxima potencia de entrada permitida ya que no se debe sobrepasar este valor agrupando demasiados paneles. A su vez, esta agrupación de paneles debe hacerse de tal manera que el inversor siempre se encuentre operando en su rango de voltaje a máxima potencia (mpp).

En cuanto a los valores de salida del inversor (parte de corriente alterna), la potencia proveniente de los paneles conectados al inversor nunca deberá sobrepasar la potencia nominal de salida del propio inversor, ya que si se diese este caso, se estaría desperdiciando dicha potencia sobrante. En adición a esto, se ha tenido en cuenta el valor de voltaje de salida del inversor ya que ésta será la tensión de entrada al transformador. Por ello el valor de 400 V resulta el más conveniente por ser un valor normalizado como tensión de entrada a los centros de transformación.

En nuestra instalación, los inversores se encontrarán instalados a la intemperie ya que están diseñados para operar sin ningún problema en estas condiciones, si se acude a la ficha técnica del fabricante se pueden ver los valores de temperatura y humedad que es capaz de soportar.

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

En el caso de que no pudieran operar en a la intemperie, se deberían instalar en cuartos de inversores y ello conllevaría como es lógico un aumento del presupuesto.

Por último, al tratarse de un componente vital en nuestra instalación, resulta necesario valorar las características de protección que ofrecen los fabricantes, en nuestro caso el inversor cuenta con las siguientes características:

Tabla 7. Características de protección.

Protección	PVS-800-57-0250kW-A
Monitorización de fallos a tierra	si
Monitorización de la red	si
CD polaridad inversa	si
CA y CD cortocircuito y sobreintensidades	si
CA y CD sobre tensión y temperatura	si

Fuente: Abb

Como se puede observar en la tabla; el inversor posee la capacidad de cortar corriente tanto del lado de continua como el de alterna. Además observando la ficha técnica, este inversor cuenta con dos medidas de protección exigidas por el REBT para instalaciones generadoras de baja tensión:

- Protección de tensión máxima y mínima instantánea; asegurando un nivel mínimo de tensión del 85 % y limitando las sobretensiones a un máximo del 110% del valor de tensión asignado.
- Control de máxima y mínima frecuencia.

Tras la elección del inversor se ha procedido a dimensionar cada bloque generador:

Tabla 8. Cálculos del bloque generador.

Cálculos del bloque generador	
Número de paneles/rama (máx.).	22
Voltaje/rama(V)	794,2
Potencia/rama (kW)	6,82
ramas/inversor	36
paneles/inversor	792
filas/inversor	1
Nº de inversores	42
Corriente de entrada / inversor (A)	308,88
Potencia/inversor (kW)	245,52
Intensidad admisible por el inversor (A)	600

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

Debido a la multitud de variables que se tienen a la hora de agrupar los paneles en módulos, se ha elegido un inversor de esta potencia teniendo en cuenta estas variables. De esta forma el objetivo que se persigue es el de contar con una instalación lo más simple y homogénea posible para facilitar labores de instalación y mantenimiento.

Tal como se puede apreciar en la tabla anterior, cada bloque generador cuenta con un inversor al que irán conectados 792 paneles agrupados en módulos. De tal forma tenemos 42 bloques generadores similares cuya potencia asciende a 245,57 kW, contando con una potencia teórica total en la instalación de 10,31MW.

3.5 Centro de Transformación

Se trata del componente que permitirá conectar la instalación a la red de distribución, este elemento se encarga de elevar la tensión de la corriente saliente de los inversores y adecuar el resto de características de la corriente con el fin de verter ésta a la red.

Es uno de los elementos más costosos de la instalación por su complejidad, constan de una envolvente de hormigón en cuyo interior se encuentran los componentes eléctricos; desde la apartamento de media tensión, hasta los cuadros de baja tensión, incluyendo transformadores, dispositivos de control e interconexiones.

Debido a la variedad de transformadores según su potencia, se procederá a elegir el más adecuado para la instalación en función del número y potencia de los inversores:

Tabla 9. Inversores por transformador

Potencia del transformador (KVA)	Inversores por transformador	Transformadores necesarios	Inversores libres
1000	4	10	2
1250	5	8	2
1600	6,4	7	0
2000	8	5	2
2500	10	4	2

Como se puede observar en la tabla, el único transformador que no deja inversores libres, es decir, que cumple perfectamente con la disposición elegida y permite tener la instalación más homogénea posible es el transformador de 1600 kVA; siendo necesarios para la instalación 7 centros de transformación de este tipo. Si se eligieran transformadores de distinta potencia quedarían inversores libres, teniendo que conectar éstos a un centro de transformación de diferente potencia, haciendo nuestra instalación más compleja y aumentando el presupuesto.

Finalmente se han elegido los centros transformadores de 1600 kVA de tipo seco encapsulado de la firma Ormazabal ya que presentan múltiples ventajas tales como una mayor duración, una

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

menor necesidad de espacio y además resultan ser los más económicos. En la siguiente tabla se pueden ver las características resumidas de estos transformadores:

Tabla 10. Características del transformador 1600 kVA

Transformador 1600 KVA

Potencia nominal (Sr) (KVA)	1600
Pérdidas en vacío (W)	3100
Pérdidas de carga (Pk) 75°C (W)	14240
Pérdidas de carga (Pk) 120°C (W)	16000
Impedancia en cortocircuito %	6
Nivel de potencia sonora (LWA) (dB)	78
Longitud (A) (mm)	1830
Anchura (B)	1000
Altura (H)	2150
Peso (kg)	3860

Fuente: Ormazabal

3.6 Cableado

Para seleccionar el cableado de los diferentes tramos de la instalación, se ha seguido el Reglamento de Baja Tensión (REBT), siendo dimensionados éstos según el criterio de máxima caída de tensión y el criterio de máxima intensidad admisible, también cabe nombrar la existencia de otro criterio, el de intensidad de cortocircuito, que no resulta necesario de comprobar en esta instalación ya que la duración de cortocircuitos en instalaciones de BT es muy breve.

Desglosando el reglamento de baja tensión, éste indica que al tratarse de una instalación que se encuentra a la intemperie, ésta debe ser tratada como “local mojado” lo cuál nos obliga a usar cables con tensión asignada (tensión de aislamiento que puede soportar el cable sin perder propiedades en el aislamiento) entre 0,6 y 1 kV, además el uso libre de bandejas portacables sólo estará permitido cuando el recinto tenga un acceso restringido. Por último existe la obligación de asegurar las derivaciones o empalmes con un grado de protección mínimo IP44.

En la parte de corriente continua, es decir, antes del inversor, se diferenciarán tres secciones de cableado, diferentes cada una según la intensidad que circula por cada tramo. El primer tramo lo compondrán los cables que unen los paneles en serie, para la interconexión de éstos se utilizarán los terminales que suelen ser bornes situados en la parte de atrás de los paneles o en una caja de terminales. Como segundo tramo tenemos los cables que unen los módulos en paralelo hasta la caja de conexión y en tercer lugar los que unen el conjunto de ramas desde la caja de conexión hasta el inversor.

El 4º tramo de cableado corresponde a la parte de corriente alterna y va desde la salida del inversor hasta el centro de transformación.

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

Tras los correspondientes cálculos, se han optado en los 4 casos por cables de cobre de diferente sección de la firma *Prysmian*, especialmente diseñados para aplicaciones fotovoltaicas; soportando así exigentes condiciones ambientales. Entre las características más interesantes caben destacar las siguientes:

- Diseñados para poder operar en un rango de temperatura entre -40°C y 60°C.
- Temperatura máxima soportada por el conductor : 120°C
- Resistencia a los rayos ultravioletas (UV)
- Resistencia al ozono
- Resistencia al impacto y desgarro
- Libre de halógenos
- Baja emisión de gases corrosivos.

Tabla 11. Cableado de la instalación

Tramo	Sección(mm ²)	Firma y modelo	Tensión (kV)	Material
Paneles en serie	4	Tecsun (pv) S1ZZ-F	0,6/1	Cu
Ramas en paralelo	16	Tecsun (pv) PV-1 F	0,6/1	Cu
Conjunto de ramas - inversor	150	Tecsun (pv) PV-1 F	0,6/1	Cu
Inversor - Centro de transformación	2x150	Afumex [PV][AS]	0,6/1	Cu

3.7 Aparata de continua

A continuación se procederá a explicar los diferentes dispositivos de protección que se utilizarán en esta instalación, los criterios que se han usado en la elección de cada uno y la forma en la que irán posicionados en la instalación.

Atendiendo a la normativa vigente y a la situación de nuestra planta fotovoltaica, será necesario contar con los siguientes dispositivos:

- Vigilador de aislamiento
- Interruptores de continua
- Fusibles
- Limitador de sobretensiones

3.7.1 Vigilador de aislamiento

En la parte de corriente continua, es decir, antes del inversor, se ha diseñado una distribución de puesta a tierra IT, lo que conlleva que un primer fallo de aislamiento no resulte peligroso. Una vez dado un primer defecto, si apareciese un segundo fallo, éste sí supondría un riesgo para

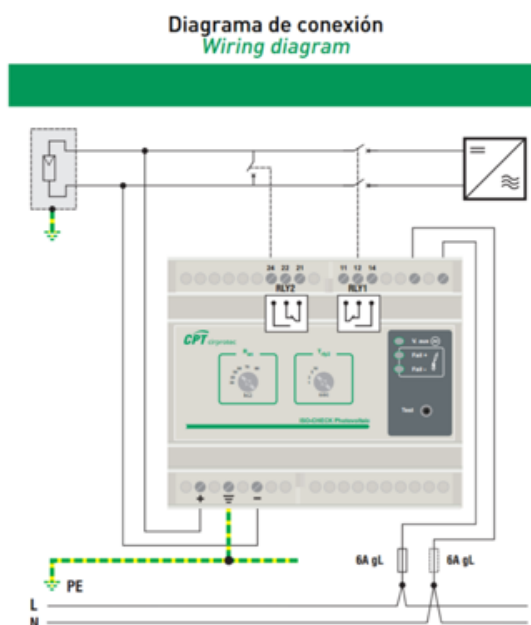
Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

la instalación y las personas. Para evitar este riesgo resulta necesario contar con un vigilador de aislamiento; dispositivo capaz de cortar la corriente tras un primer fallo de aislamiento cortocircuitando así los paneles.

En esta instalación se ha elegido el vigilador de aislamiento para corriente continua “**ISO-CHECK PV 1000**” de la empresa **Ciprotec**, para la elección de éste se ha tenido en cuenta el rango de tensiones de trabajo, además siguiendo el criterio de diseño nombrado en la introducción de este proyecto, se ha valorado positivamente que fuese un dispositivo específicamente diseñado para instalaciones fotovoltaicas.

Respecto a la disposición en nuestra instalación, se dispondrá de un vigilador por cada inversor controlando todas las entradas de éste y conectado a los conductores activos tal y como se muestra en la siguiente ilustración proporcionada por el fabricante:

Ilustración 5. Esquema de conexión del vigilador



Fuente: Ciprotec

Tras comprobar las características técnicas, este dispositivo es capaz de operar hasta en tensiones de 1000 voltios, recordando las características de nuestro bloque generador, la tensión de entrada al inversor era de 794,2 voltios, con lo cual podemos concluir que este dispositivo resulta apto para nuestra instalación.

3.7.2 Interruptores de continua

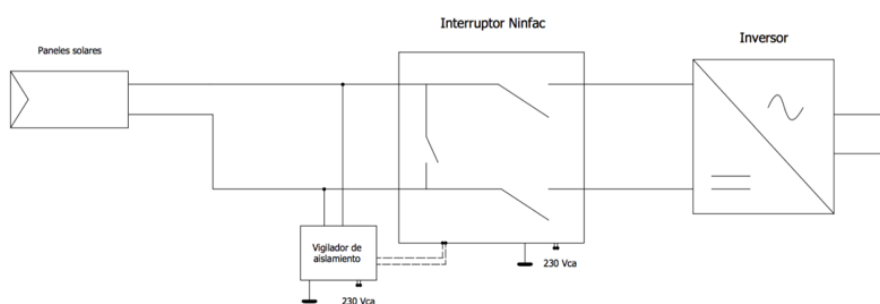
Resulta necesario contar con interruptores acompañando al vigilador de aislamiento, uno de ellos en serie con el inversor para realizar la desconexión del sistema cuando surja un fallo de aislamiento y otro en paralelo que permita la posibilidad de cortocircuitar los paneles con el fin

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

de anular la tensión de éstos. Esta disposición puede observarse en la ilustración 6 de la siguiente página.

Se ha seleccionado entonces el interruptor de corriente continua **NINFAC 900AB**; dispositivo especializado en realizar esta labor en instalaciones fotovoltaicas. Atendiendo las características de este dispositivo, cabe mencionar que es capaz de trabajar hasta una tensión en circuito abierto de 900 voltios con una intensidad de corte de 80 amperios, como la corriente de cada entrada al inversor es de 77 amperios, y la tensión de entrada es de 794,2 voltios, este interruptor resulta idóneo para nuestra instalación.

Ilustración 6. Esquema de conexionado Ninfac.



Fuente: elaboración propia.

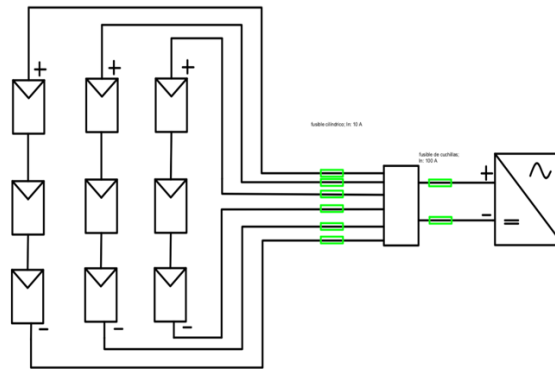
3.7.3 Fusibles

Como medida de seguridad necesaria, según la norma UNE-EN 60269 los sistemas fotovoltaicos que cuenten con tres o más ramas unidas en paralelo deben tener protegidas cada cadena. En nuestro caso, en el que nueve ramas son conectadas en paralelo, será necesaria la disposición de fusibles para proteger los cables y módulos en caso de fallos o sobrintensidades, evitando así que la circulación de corrientes inversas pueda dañar la instalación. A su vez esta protección también permitirá aislar la cadena fallida para que el resto del sistema fotovoltaico pueda seguir en funcionamiento sin ningún tipo de problema.

En esta instalación, en la parte de continua, se dispone de tres tramos de cableado con distinta sección, por ello será necesario evaluar la corriente circulante en cada tramo con el fin de dimensionar y colocar correctamente los fusibles. Realizados los cálculos, se han elegido fusibles cilíndricos de calibre 10A para la protección de cada una de las ramas, específico para aplicaciones fotovoltaicas de la gama gpV de la firma *Socomec* y fusibles de cuchillas de calibre 100A para la protección del conjunto de ramas que va desde la salida de la caja de conexión hasta el inversor. La situación de estos dispositivos en la instalación se puede ver en el siguiente esquema y en el plano unifilar al final de este proyecto.

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

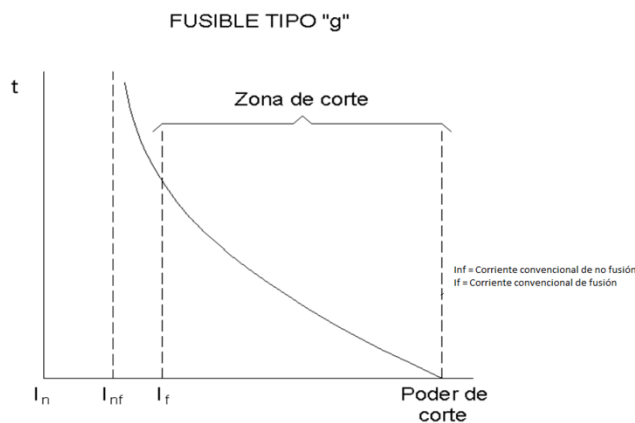
Ilustración 7. Esquema de conexionado de fusibles



Fuente: Elaboración propia

Al tratarse de fusibles tipo g, éstos son capaces de cortar intensidades de sobrecarga y cortocircuito ya que actúan desde intensidades próximas a su corriente asignada (I_N) hasta su poder de corte asignado. Ésto lo podemos ver de manera más gráfica en la siguiente curva:

Gráfico 4. Características tiempo-corriente de un cartucho fusible tipo g



Fuente: REBT

Al tener una instalación de generación y no de carga, nunca se tendrán sobrecargas en ella, por ello se han seleccionado los fusibles para la protección de la instalación frente a sobreintensidades usando los criterios necesarios para ello estipulados en la norma UNE 20.460-4-43.

3.7.4 Protección frente a sobretensiones

Por tratarse de una instalación a la intemperie, resulta de vital importancia tal y como viene recogido en el REBT apartado ITC-BT-40, proteger los equipos eléctricos y electrónicos tanto en la parte de corriente continua como en la de corriente alterna frente a posibles sobretensiones originadas por causas naturales como la descarga de un rayo o por causas humanas como el fallo en el conexionado del neutro. Este apartado viene recogido en la norma UNE 20460-7-712.

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

Volviendo a las características del inversor facilitadas por el fabricante, el inversor seleccionado ya cuenta con protección frente a sobretensiones, luego el limitador de sobretensiones tendrá como misión principal proteger los módulos fotovoltaicos; siguiendo el criterio de seleccionar siempre que sea posible un dispositivo concretamente diseñado para instalaciones fotovoltaicas, se ha optado por el limitador PIU II 2+1R 1000V / 40 kA de la firma *Weidmuller*.

Al soportar una tensión nominal de hasta 1000 V resulta válido para nuestra instalación, además el fabricante especifica que debe ser instalado en una sección de cable de al menos 16 mm^2 , por ello será instalado en el cable de sección 150 mm^2 . Tal como se especifica en el plano adjunto, este dispositivo se conectará en el tramo que va desde la caja de conexión hasta el inversor, próximo a la caja de conexión y conectado entre cada uno de los conductores y la tierra de la instalación

3.8 Aparata de alterna

A continuación se nombrará el dispositivo elegido para asegurar la protección desde la salida del inversor hasta el centro de transformación, es decir, la parte de corriente alterna de nuestra instalación:

- Limitador de sobreintensidades

3.8.1 Limitador frente a sobreintensidades

Se trata de un interruptor automático electrónico de la firma Legrand, en concreto, el modelo DMX-H2500, con intensidad nominal de funcionamiento de 800 A y una tensión de aislamiento asignada de 1000V. En esquemas de distribución TT, se exige la presencia de protección diferencial con el fin de proteger frente a contactos indirectos, este dispositivo cuenta con protección frente a corrientes diferenciales gracias a un bloque diferencial externo acoplado.

Para elegir el interruptor, en primer lugar se ha comprobado que se cumplen los dos criterios del REBT referentes a la protección de la línea frente a sobrecargas:

- $I_b \leq I_n \leq I_z$
- $I_2 \leq 1,45I_z$

Una vez verificada la protección frente a sobrecargas, se han calculado las corrientes de cortocircuito. Con el fin de comprobar el funcionamiento contra cortocircuitos, se han utilizado las gráficas aportadas por el fabricante además de las características técnicas del dispositivo.

Según la norma UNE 20.460, para la protección de la línea frente a cortocircuitos se debe cumplir las siguientes condiciones:

- Poder de corte $I_A > I_{cc,max}$
- $I_{cc,min} > I_a$

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

- $I_{cc,max} < I_B$

Una vez verificado que el dispositivo cumple contra la protección frente a cortocircuito, se ha seleccionado la sensibilidad de la protección diferencial. Por tratarse de una instalación industrial, teniendo en cuenta la longitud de la línea y las corrientes de fugas que se podrían dar en ésta, se ha seleccionado una sensibilidad de 300 mA.

4. Puesta a tierra

Según el REBT, una toma de tierra no es más que la unión eléctrica directa sin fusibles ni protección de alguna parte del circuito eléctrico o una parte conductora no perteneciente al mismo mediante un electrodo o grupos de electrodos enterrados en el suelo.

El objetivo de la puesta a tierra de la instalación es evitar que aparezcan tensiones que pudieran ser peligrosas. Esto se consigue permitiendo que las corrientes de defecto o provenientes de descargas atmosféricas puedan circular hasta el suelo

Toda toma de tierra consta de las siguientes partes:

- Toma de tierra
- Conductores de tierra
- Conductores de protección
- Bornes de puesta a tierra

Para nuestra instalación se ha diseñado una instalación de puesta a tierra en la cual convivirán dos esquemas de puesta a tierra diferentes:

- esquema IT para la parte de corriente continua formado por una toma de tierra a la que además irán conectadas las masas de BT de la parte de corriente alterna.
- esquema TT para la parte de corriente alterna formado por dos tomas de tierra, una para las masas del centro de transformación y otra para el neutro del transformador.

4.1 Puesta a tierra de corriente continua

Como electrodo para esta puesta de tierra se han elegido picas enterradas verticalmente de 4 m conectadas en paralelo, siendo necesario un total de 63 picas para conseguir una resistencia de puesta a tierra suficientemente baja ($R \leq 2 \Omega$), este valor de resistencia de puesta a tierra ha permitido unir a esta toma de tierra las masas de BT de la parte de corriente alterna. El resto de elementos de la toma de tierra se han dimensionado a partir de lo expuesto en el ITC-BT-18 referente a las instalaciones de puesta a tierra:

Tabla 12. Cableado para puesta a tierra de continua

Tramo	Material	Sección (mm^2)
Conductor de protección	Cobre aislado	95
Conductor de tierra	Cobre desnudo	95
Electrodo	Cobre desnudo	35

Las picas irán separadas unas de otra a una distancia mínima de 1,5 veces la longitud de hincado y los cables de protección irán en la misma canalización que los cables activos.

4.2 Puesta a tierra de la parte de alterna

Tras diseñar la toma de tierra de la parte de continua, llegamos al diseño de la puesta a tierra de las masas del centro de transformación y del neutro del mismo. En este caso estas tomas de tierra no cuentan con conductores de protección.

El electrodo escogido para conectar a tierra las masas del CT ha sido una configuración en anillo formada por 8 picas de 14 mm^2 de diámetro unidas por un cable conductor de 50 mm^2 . Terminando la configuración, como línea de tierra se ha elegido un conductor de cobre desnudo de sección 95 mm^2 .

Por último, la puesta a tierra del neutro del transformador estará formada por una hilera de 5 picas enterradas verticalmente de longitud 4 metros y un cable de tierra de 95 mm^2 . Además con el fin de hacer ambas tomas de tierra independientes, la toma de tierra del neutro del transformador se encontrará a 40 metros de distancia de la toma de tierra de las masas del CT.

5. Resumen de la disposición

Tras concluir el dimensionado de la instalación con todos sus elementos, en este apartado se procederá a dar una breve explicación de la situación final de los componentes en planta. Con esto y con la ayuda de los planos anexos a este proyecto, se considera concluida la parte de diseño de la instalación.

Tal y como se nombró durante la introducción de este proyecto, la disposición elegida ha sido la que mayor potencia ha permitido instalar. La intención de elegir esta disposición fue la de sacarle el mayor provecho al espacio disponible en nuestra parcela, respetando la distancia de 10 metros con los límites de ésta y de 6 metros entre cada fila de paneles.

Durante todo el proceso de diseño se ha perseguido el objetivo de tener una instalación homogénea, como se puede observar en los cálculos, la disposición de paneles elegida se asocia perfectamente con la potencia del inversor. De esta forma, nuestra instalación de 10,31 MW queda dividida en 42 bloques generadores similares.

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

Los centros de transformación se colocarán en la parte derecha de la parcela, alejados de los paneles para que no se formen sombras sobre éstos, pero cercanos al inversor con el fin de no tener excesivas pérdidas. Por último los inversores serán colocados entre los paneles y el centro de transformación.

La situación de la puesta a tierra se puede ver en el plano anexo a este proyecto.

6. Trámites administrativos

Con el fin de hacer efectiva la conexión de la instalación a la red eléctrica; resultarán indispensables los siguientes trámites administrativos para cumplir la normativa vigente para este tipo de instalaciones:

- Solicitud del punto de conexión a la empresa distribuidora tal y como dicta el RD 1663/2000.
- Licencia de Obra: En el ayuntamiento donde se ubica la instalación (Antigua), ésta se realizará antes de cualquier trabajo.
- Autorización administrativa e inclusión de la instalación en el régimen especial: este trámite se realiza en la comunidad autónoma correspondiente (Canarias), en la consejería de industria.
- Inscripción previa en el registro autonómico de productores de electricidad en régimen especial: esta inscripción tendrá una validez de dos años, para la realización de la inscripción definitiva.
- Aval y depósito a realizar en la Caja General de Depósitos de la Consejería de Hacienda y Administración Pública de la Comunidad Autónoma, consignando un aval de 500 €/kW para instalaciones en suelo y 50 €/kW para tejados o construcciones.
- Alta censal en Hacienda: se dará de alta al titular de la producción de energía.
- Celebración del contrato con la empresa distribuidora: la empresa distribuidora deberá suscribir el contrato en el plazo máximo de un mes y procederá a la verificación de la instalación.
- Boletín de instalación emitido por un instalador de baja tensión autorizado.
- Puesta en servicio provisional

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

- Inscripción definitiva y conexión final: en este momento la instalación tendrá carácter definitivo y a partir de entonces se aplicará el régimen económico estipulado para estas instalaciones.

7. Normativa Contable y Fiscal

Al correspondiente estudio del presupuesto y de producción de la planta; habría que añadirse y tener en cuenta las obligaciones fiscales a las que ésta obligado cumplir el productor y dueño de la instalación fotovoltaica.

Excepto el impuesto de la renta sobre personas físicas (IRPF) si el productor es una persona física o en el caso de que se trate de una sociedad se aplicaría el Impuesto sobre Sociedades (IS), el resto de impuestos resultan similares para ambos tipos de productores:

- Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas (IRPF) o en su caso Impuesto sobre Sociedades (IS).
- Impuesto sobre el valor añadido (IVA): se tiene la obligación de expedir y entregar la factura por las ventas de electricidad, así como conservar una copia de la misma.
- Impuesto especial como Fábrica Eléctrica.

8. Conclusiones finales

Tras calcular las pérdidas de la instalación en el apartado de cálculos, se ha obtenido un rendimiento energético del 74 %. Una vez obtenida la potencia útil de la central, se ha calculado su producción durante los primeros 25 años y las ganancias derivadas de la venta de la energía. Con todo ello, se ha estimado un periodo de amortización de 20 años.

Este periodo de amortización no es ni mucho menos exacto ya que no se ha tenido en cuenta durante la realización del presupuesto el capital destinado a la mano de obra. Además es de esperar posibles gastos anuales derivados del mantenimiento correctivo de la instalación.

Tras obtener un VAN positivo en el apartado de cálculos, podríamos concluir que nuestra instalación resultaría viable y se podría estudiar definitivamente su implantación.

Respecto al ámbito ambiental, con el fin de contribuir a un futuro sostenible puede considerarse que es una inversión que en ningún caso resultará inservible ya que se evitará la emisión de toneladas de dióxido de carbono y otros gases contaminantes a la atmósfera; además de lograr una mayor independencia de los combustibles fósiles.

El principal inconveniente de instalaciones como esta es su dependencia de las políticas llevadas a cabo por los dirigentes. Este hecho ha provocado que por la supresión de las primas para las

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

energías renovables durante los últimos años, este tipo de centrales pasen de ser muy rentables a prácticamente no serlo, por esta razón una instalación como ésta debería ser llevada a la realidad en un momento en el que la situación económica y política le sean favorables y estén apoyadas por las respectivas instituciones responsables.

9. Anexo de cálculos

9.1 Elección del panel solar

En el presente proyecto, para la elección del panel más adecuado se ha realizado una breve comparación entre diferentes paneles disponibles en el mercado, usando como principal criterio de elección el **precio por vatio de potencia (€/Wp) y la eficiencia**. En la siguiente tabla se muestra una comparación entre distintos modelos presentes en el mercado:

Tabla 13. Tabla de comparación entre paneles solares

Modelo	Potencia (W)	Precio (€)	Eficiencia (%)	Relación precio-potencia (€/Wp)
SCL 310W	310	238,7	15,6	0,77
Amerisolar 320W	320	262,27	15,79	0,82
Atersa 310W	310	296,25	15,94	0,96
Csun 310W	310	245,33	16,01	0,79
Csun 300W	300	241,18	15,49	0,80
Waaree 200W	200	181,92	13,56	0,91
Red Solar 190W	190	179,84	14,88	0,95
Atersa SHS 150W	150	159,02	17,6	1,06

Tras la comparación entre los distintos paneles, se ha optado por elegir el modelo SCL 310 P3 de la firma Saclimafotovoltaica por tener la mejor relación precio-potencia (€/Wp). A pesar de contar con paneles de mejor eficiencia, se ha puesto prioridad a la relación precio-potencia ya que el objetivo del proyecto es instalar la máxima potencia posible y amortizar dicha instalación lo más pronto posible. Ésto nos permitirá abaratar el presupuesto sin que por ello se sacrifique una potencia excesiva ya que los valores de eficiencia entre los paneles son bastante parecidos.

El modelo elegido tiene unas dimensiones de 1956 x 990 x 50 mm y las siguientes características técnicas:

Tabla 14. Características técnicas del modelo SCL310

Medida	SCL -310 P3
Potencia Máxima (Pmax) [W]	310
Voltaje a potencia máxima (Vmp)[V]	36,1
Intensidad a máxima potencia (Imp)[A]	8,58
Voltaje en circuito abierto (Voc) [V]	44,8

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

Intensidad de cortocircuito (Isc) [A]	9,04
Tolerancia de potencia [W]	0/3%

9.2 Comparación entre los distintos sistemas de seguimiento

A continuación se realizará un breve estudio para determinar cuál es el sistema de seguimiento y la posición de los paneles más conveniente para esta instalación. Para ello se tendrá en cuenta la cantidad de paneles que se tendrán en funcionamiento, la eficiencia de éstos según el tipo de seguidor, la producción anual de la instalación y por último el coste de cada tipo de seguimiento. A la misma vez, se calculará cuánto mejora la eficiencia de los paneles con cada sistema de seguimiento.

Posicionamiento fijo

Si la elección es este sistema, será necesario en primer lugar el cálculo del ángulo óptimo (azimut). El archipiélago canario se encuentra en el hemisferio Norte, además la parcela está orientada hacia el sur, luego con el fin de tener las mínimas pérdidas (las sombras en la dirección N-S son escasas) los paneles irán orientados en esta dirección ($\alpha = 0^\circ$).

Para calcular el ángulo de inclinación existen diferentes métodos, al tratarse de una instalación generadora interconectada cuyo objetivo es la producción de la máxima energía posible, se utilizará el método de la "inclinación óptima anual". Este método está basado en el análisis estadístico de la radiación solar sobre superficies estáticas en función de la latitud de las instalaciones.

$$\alpha = 3,7 + 0,69 * \varphi \quad \text{Ec. 1}$$

Donde:

$\alpha \rightarrow$ ángulo óptimo($^\circ$)

$\varphi \rightarrow$ latitud ($^\circ$)

Con la latitud correspondiente a nuestra parcela de 28.35° , el ángulo óptimo sería de 23.2° . Por comodidad utilizaremos un ángulo de 24° . A continuación se deberá calcular la declinación y con ello la altura solar con el fin de conocer la distancia mínima que habrá que respetar entre paneles para que no se de la formación de sombras de unos sobre otros.

Como la instalación será utilizada durante todo el año, se calculará la distancia mínima necesaria para el día mas desfavorable del año; el 21 de Diciembre correspondiente con el solsticio de Invierno, cuando la trayectoria del Sol es más baja, y por lo tanto, las sombras alcanzan su máxima longitud sobre el suelo:

$$\delta = 23.45 \text{sen} \left[\frac{284+n}{365} * 365 \right] \quad \text{Ec. 2}$$

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

Sustituyendo en la fórmula anterior para el 21 de Diciembre obtenemos el valor:

$$\delta = -22.3^\circ.$$

Con la declinación y la latitud, pasaremos a calcular la altura solar:

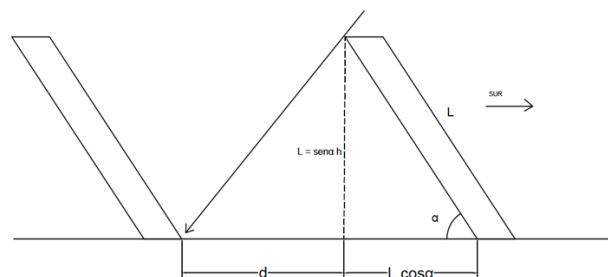
$$h = 90 - \varphi + \delta \quad \text{Ec. 3}$$

Tras sustituir los valores, se obtiene una altura solar de 39,35 grados. A continuación, teniendo en cuenta las medidas del panel solar y de la parcela; se procederá a determinar cuál será la mejor colocación de los paneles con el fin de producir la máxima potencia.

Como se mencionó al principio de éste proyecto, 12 hectáreas irán destinadas a la colocación de los paneles. Esto sumado a que los paneles escogidos tienen unas dimensiones de $1956 \times 990 \text{ mm}^2$, se procederá a calcular la disposición de éstos y la distancia mínima entre cada fila de paneles.

El terreno tiene una forma rectangular de $487 \times 277 \text{ m}$, contando con que debemos respetar un espaciado de 10m en cada uno de los lados que linda con el camino y la carretera. La distancia mínima entre cada fila de paneles se calculará de la siguiente manera:

Ilustración 8. Método de cálculo de distancia entre paneles



Fuente: Elaboración propia

L → medida del panel

h → altura solar

α → ángulo óptimo

Con las medidas de la parcela y de los paneles solares, la distancia mínima calculada por el método anterior, se procederá a calcular la disposición de los paneles según cada sistema.

Sistema con los paneles con el lado más largo en posición horizontal:

Tabla 15. Disposición con paneles colocados horizontalmente

Paneles colocados horizontalmente	
Paneles/fila	426
Distancia entre filas (m)	1,378
Numero de filas	185

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

Número total de paneles	45.555
Potencia total (MW)	14,12

Con los paneles colocados verticalmente:

Tabla 16. Disposición con los paneles colocados verticalmente

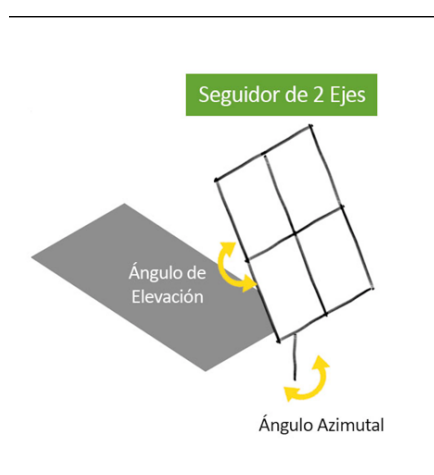
Paneles colocados verticalmente	
Paneles/fila	486
Distancia entre filas (m)	2,757
Número de filas	93
Número total de paneles	45198
Potencia total (MW)	14,01

Como se puede observar, el sistema de posicionamiento fijo con los paneles colocados horizontalmente es el más adecuado si tenemos como objetivo buscar la mayor potencia posible.

Seguidor a dos ejes

Entrando a valorar los sistemas de seguimiento, la primera disposición a estudiar es la del sistema de seguimiento a dos ejes. Este sistema tiene la particularidad de contar con seguidores a dos ejes, pudiendo así realizar un seguimiento casi completo del movimiento del Sol de forma que los rayos incidan de manera perpendicular el mayor tiempo posible. Como resulta lógico, con este sistema se consigue aumentar la eficiencia en cuanto a la producción.

Ilustración 9. Movimiento del seguidor a dos ejes



Fuente: valldoreix-gp

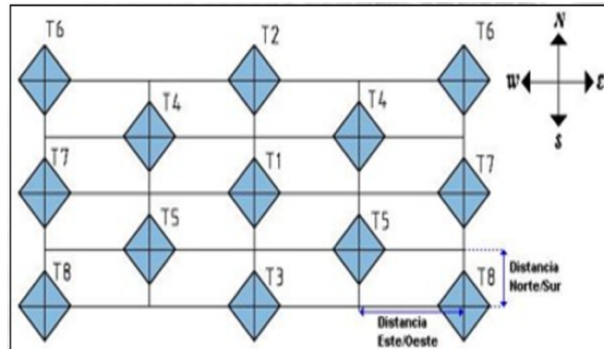
Sin embargo, el coste de mantenimiento de este tipo de instalación es mucho mayor que el anterior, además habrá que tener en cuenta el coste de los seguidores solares.

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

Observando las fichas técnicas de los diseñadores, la disposición más común que se suele usar es la de implantación rectangular respecto a los ejes Norte-Sur Este-Oeste, dejando una cierta distancia entre cada seguidor.

La propia empresa *dobontech*, proporciona un estudio de cuál es la disposición óptima que produce menos pérdidas por sombras. Se trata de una disposición en tresbolillo:

Ilustración 10. Disposición de los paneles en tresbolillo



fuelle : Dobontech

Para nuestro estudio, se han seleccionado los seguidores proporcionados con mayor superficie, aquel de 64 m^2 .

Tras la elección del seguidor, el siguiente paso es seleccionar la zona donde se encontrará nuestra instalación. Se diferenciarán 4 zonas en el territorio español:

Ilustración 11. del territorio español según latitud



Fuente: Dobontech

El archipiélago Canario se encuentra en la zona uno, utilizando seguidores de 64 m^2 , dicha empresa recomienda para tener la menor pérdida por sombras posibles, dejar una separación entre seguidores en dirección Este – Oeste de 19m y en dirección Norte – Sur de 22m.

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

Tras esto, se procederá al cálculo del número de seguidores por fila y el número de filas, debido a la disposición en tresbolillo, la distancia entre seguidores de la misma fila se multiplicará por dos. Además por la disposición en tresbolillo, las filas pares tendrán un seguidor menos que las impares.

Tabla 17. Disposición de la instalación con seguimiento a dos ejes

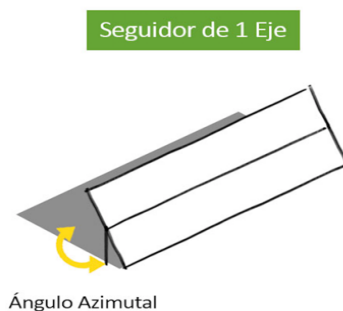
Seguimiento a 2 ejes

Superficie del seguidor (m^2)	64
Número de seguidores/fila impar (E-O)	12
Número de seguidores/fila par (E-O)	11
Número de filas	5
Número de seguidores	58
Paneles/seguidor	33
Número total de paneles	1.914
Potencia total (MW)	0,59

Seguimiento a un eje horizontal

En este tipo de seguimiento, los paneles se encuentran orientados hacia el Este por la mañana, moviéndose a lo largo del día sobre el eje Norte-Sur.

Ilustración 12. Movimiento del seguidor a un eje horizontal



Fuente: [valldoreix-gp](http://valldoreix-gp.com)

Dentro de los sistemas con seguimiento es de los que presenta una mayor sencillez, robustez y menor coste siendo apropiado para sistemas muy grandes ya que el aprovechamiento del terreno es máximo debido a que no existe casi sombreado en la dirección Norte-Sur y se pueden colocar paneles contiguos en largas filas.

Tras realizar una búsqueda, nos encontramos el seguidor horizontal de un eje MS-1 de Mecasolar; éste consta de 16 ejes en los cuales se podrán colocar 42 módulos sobre cada uno, sus dimensiones son 77 x 43.5 x 2m y por último la separación entre ejes será de 6 metros como máximo como recomienda el fabricante.

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

- 42 módulos por eje
- 16 ejes
- 6 metros de separación entre ejes
- 43.5 metros de largo por eje

Tabla 18. Disposición con la instalación con seguimiento a un eje horizontal

Seguimiento a un eje horizontal

Número de ejes	80
Número de seguidores	5
Número de filas	5
Número de paneles/fila	3360
número total de paneles	16.800
Potencia instalada (MW)	5,20

Resumen

Recopilando los datos obtenidos con los diferentes tipos de seguimiento:

Tabla 19. Comparativa entre distintos sistemas de seguimiento

Sistema de la instalación	Nº de paneles	Potencia instalada (MW)
Posición fija (horizontal)	45555	14,12
Seguimiento a dos ejes	1914	0,59
Seguimiento a un eje horizontal	16800	5,20
Posición fija (vertical)	45198	14,01

Se puede observar como el posicionamiento fijo con los paneles “acostados” permite un mayor provecho de la parcela, permitiendo instalar una mayor cantidad de paneles y como consecuencia una mayor potencia. El sistema de posicionamiento fijo además cuenta con la ventaja de no precisar seguidores; ahorrándonos la instalación y mantenimiento de estos dispositivos. Como desventaja principal se tiene que la eficiencia de este tipo de seguimiento va a ser mucho menor que si se seleccionara otro sistema de seguimiento a dos ejes o un eje horizontal.

A continuación, gracias al software PVGIS, determinaremos aproximadamente la potencia producida por cada sistema, la potencia producida por cada panel para los diferentes sistemas de seguimiento y por último se realizará un estudio económico orientativo para determinar finalmente cuál es el método más conveniente.

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

Cabe mencionar una serie de premisas que toma por defecto este software de cálculo; las pérdidas eléctricas se considerarán aproximadamente en torno al 14%, luego sólo queda introducir las coordenadas, la potencia instalada y por último el sistema de seguimiento.

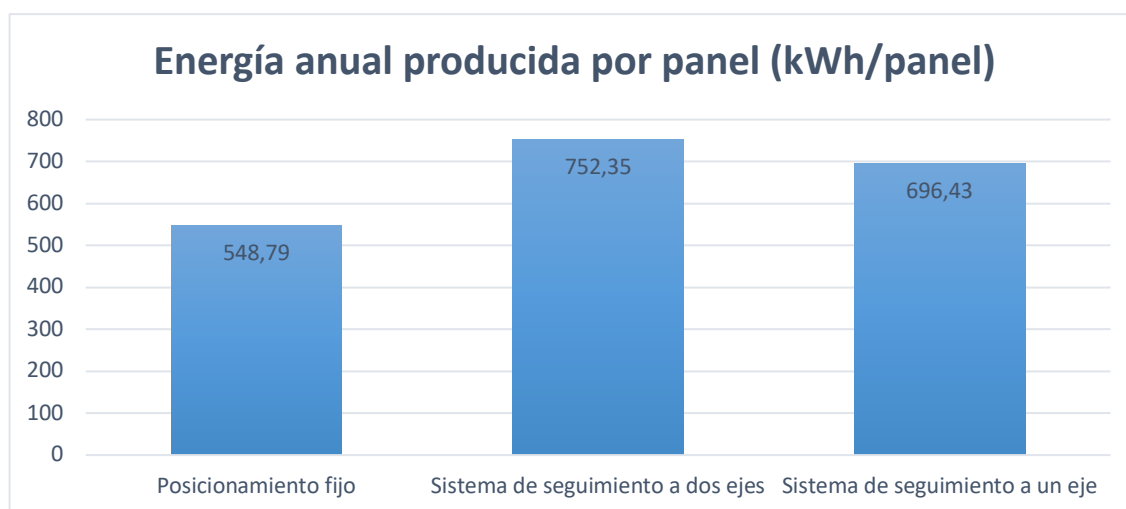
Tabla 20. Comparativa de potencia producida entre los distintos sistemas de seguimiento

Sistema de seguimiento	Número de paneles	Potencia instalada (MW)	Energía producida anualmente (kWh)	Energía anual producida por panel (kWh/panel)
Posición fija (horizontal)	45555	14,12	25000000	548,79
Sistema de seguimiento a dos ejes	1914	0,59	1440000	752,35
Sistema de seguimiento a un eje horizontal	16800	5,20	11700000	696,43

Cómo era de esperar, el posicionamiento fijo permite obtener más energía ya que el número de paneles es considerablemente mayor, aprovechándose en mayor medida el espacio disponible en nuestra parcela.

Observando la última columna de la tabla, en ella se muestra la energía producida por cada panel en cada sistema de seguimiento. Tal y como se nombró anteriormente, el sistema de seguimiento mejora notablemente la energía producida por panel (eficiencia). Tal es así que el sistema de seguimiento a un eje horizontal y de seguimiento a dos ejes mejoran la eficiencia respecto a la posición fija hasta en un 23 % y un 38 % respectivamente.

Gráfico 5. Comparación de producción por panel según disposición



Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

Estudio económico

A continuación tras comprobar que el sistema de posicionamiento fijo con los paneles colocados en horizontal es el sistema óptimo para nuestra instalación ya que nos permite instalar una cantidad considerablemente mayor de paneles, comprobaremos si este sistema también resulta el más rentable.

Para realizar éste estudio preliminar sólo se contabilizará con el precio de los paneles para la comparación entre los distintos sistemas ya que no ha sido posible encontrar información sobre precio de seguidores, o los precios de instalación de éstos.

Tabla 21. Comparación económica entre los distintos sistemas de seguimiento

Sistema de la instalación	Potencia instalada (MW)	Precio de paneles (€)
Posicionamiento fijo	14,1221	10.874.017
Seguimiento a 2 ejes	0,59334	456.871,8
Seguimiento a un eje horizontal	5,208	4.010.160

Como era de esperar, al ser una instalación de mayor potencia, el precio será mucho mayor por precisar de una gran cantidad de paneles; esto sin embargo beneficiará a la larga ya que el ingreso anual será mucho mayor. Cabe mencionar que la diferencia “real” es mucho menor ya que no se ha tenido en cuenta el precio de los seguidores y los costes derivados de la instalación de éstos.

Para hacer este cálculo de una forma más aproximada, hemos accedido a la web www.omie.es que nos informa del precio en todo momento del MWh en España, éste oscila entre 31,98 y 64,22 €/MWh con un precio medio aritmético de 39,67 €/MWh; precio que se usará para calcular aproximadamente cuánto tardaremos en amortizar la instalación y cuánto beneficio arrojará esta. Para ello, consultando otras instalaciones fotovoltaicas ya en producción, se estima que una central fotovoltaica con el debido mantenimiento, tiene un periodo de explotación de al menos 25 años, pudiendo llegar a ser explotada durante 40 años. Para este estudio, se ha supuesto un periodo de explotación de la central fotovoltaica de 25 años.

En la siguiente tabla, se ha calculado el balance económico teniendo en cuenta el precio de los paneles y los ingresos obtenidos por la venta de la electricidad:

Tabla 22. Comparativa de ingresos entre los distintos sistemas de seguimiento

Sistema de la instalación	Coste de paneles (€)	Balance tras 5 años	Balance tras 10 años	Balance tras 25 años
Posicionamiento fijo	10.873.978,5	-4.523.608,5	1.826.761,5	20.877.871,5
Seguimiento a 2 ejes	456.871,8	-91.789,8	273.292,2	1.368.538,2

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

Seguimiento a un eje horizontal	4.010.160	-1.027.800	1.954.560	10.901.640
--	-----------	------------	-----------	------------

El sistema de posicionamiento fijo sería el que arrojaría mayores beneficios derivados de la venta de la electricidad a pesar de tener que hacer una fuerte inversión inicial.

Además resulta interesante destacar cómo el abaratamiento de los paneles solares ha resultado determinante a la hora de elegir el sistema de seguimiento, ya que si este proyecto se hubiese realizado años atrás en los que el precio de los paneles solares era considerablemente mayor, casi con total seguridad, el sistema de seguimiento a uno o dos ejes hubiesen sido las opciones más idóneas.

9.3 Elección del soporte y disposición final en parcela

Finalmente tras haber seleccionado la disposición de paneles fijos acostados como el sistema más adecuado para nuestra instalación, se procederá a la elección del soporte sobre el que irán apoyados los paneles.

Por la versatilidad que ofrecen, se ha seleccionado la estructura de soporte fijo biposte de Mecasolar que permite colocar de 4 a 6 filas de módulos puestos horizontalmente, eligiendo finalmente 4 filas de módulos tal y como se expondrá a continuación.

Estas estructuras están fabricadas de una aleación de aluminio tratado para otorgarles una mayor resistencia a la corrosión, además son válidas para cualquier tipo de panel y permiten una inclinación de hasta 45°.

Para calcular la nueva distancia entre filas, se ha realizado el mismo método que sin soporte fijo pero esta vez con un valor de $L = 4 \times 0,99 = 3,96\text{m}$ ya que la altura es de 4 paneles colocados los soportes. Obteniendo finalmente una distancia entre filas de 5,581m; por comodidad se ha adoptado por una **distancia de 6 m entre filas de paneles**.

Una vez seleccionado el soporte fijo, en el siguiente apartado se compararán los distintos inversores presentes en el mercado con el fin de escoger el más adecuado. Una vez elegido el inversor (apartado 10.3), en el presente apartado se diseñará la disposición final en la parcela.

Se ha elegido la disposición de los paneles y la colocación de éstos con el fin de que salga un número exacto de paneles por inversor y un número exacto de inversores por rama con el objetivo de simplificar los cálculos y poder hacer la división total de la instalación en bloques generadores similares unos a otros.

Número de filas :

$$\frac{257\text{m}}{\frac{6\text{m}}{\text{fila}}} = 42 \text{ filas}$$

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

Número de paneles:

$$\frac{462m}{1,956m} * 4 = 944 \frac{\text{paneles}}{\text{fila}} \rightarrow \mathbf{792\text{paneles/fila}}$$
 (conveniencia por inversores)

Número de paneles totales:

$$792 \frac{\text{paneles}}{\text{fila}} * 42 \text{ filas} = \mathbf{33264 \text{ paneles}}$$

Potencia final instalada:

$$33264 * 310 = \mathbf{10,31MW}$$

9.4 Elección de inversor

La potencia de estos dispositivos es tan diversa como lo son los diferentes tamaños de instalaciones fotovoltaicas, por ello, existen inversores disponibles en el mercado para cualquier aplicación de cualquier potencia que se pueda llevar a la realidad.

Los inversores suponen una gran parte del coste del instalación, por ello resulta necesario obtener el mayor rendimiento posible de ellos. Por esta razón, hay que tener en cuenta que lo idóneo es hacer que el inversor trabaje a potencias cercanas a su valor nominal, ya que si la potencia procedente de los paneles fotovoltaicos conectados al inversor varía, el rendimiento disminuye.

En primer lugar, se mencionará que en nuestra instalación se dispondrá de varios inversores, dividiendo ésta en bloques generadores independientes. Esta disposición, a pesar de disminuir el rendimiento total de la planta, proporciona la enorme ventaja de que en caso de avería sólo deje de funcionar un bloque generador y no toda la planta fotovoltaica.

En este caso, se optará por seleccionar el mismo modelo de inversor para toda la instalación. En la siguiente tabla se puede ver la comparación entre inversores de diferente potencia de la firma *ABB*:

Tabla 23 Características de los inversores

Características del Inversor	PVS800-50-0100KW-A	PVS800-57-0250kW-A	PVS800-57-0500kW-A
Entrada (CC)			
Máxima potencia de entrada (kWp)	120	300	600
Rango de voltaje, mpp (V)	450-750	450 - 825	450 - 825
Máximo voltaje CC (V)	1000	1000	1000

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

Máxima intensidad CC (A)	245	600	1145
Número de entradas CC	4	4	4
Salida (CA)			
Potencia nominal (kW)	100	250	500
Máxima potencia de salida (kW)	100	250	500
Corriente nominal (A)	195	485	965
Voltaje nominal (V)	400	400	400
Frecuencia de salida (Hz)	50/60	50/60	50/60
Eficiencia (%)	98.0	98.6	98,6

Fuente: www.abb.com

Tras hacer una comparativa inicial, se ha descartado la primera opción, es decir el inversor de 100kW, por tener una corriente de entrada limitada que no nos permitirá colocar una gran cantidad de paneles en serie; además éste presenta el rendimiento más bajo en comparación.

Entre los dos restantes, se ha elegido finalmente el **inversor de 250kW (PVS800-50-0100KW-A)** por tener la mayor eficiencia y por ser el que mejor se adapta a las condiciones de nuestra instalación. Al elegir un modelo de esta potencia, se necesitará precisar de un mayor número de inversores, lo que nos penalizará en el presupuesto. Sin embargo una avería sólo nos parará un subsistema de 250 kW y no uno del doble de potencia.

A continuación se diseñará cada bloque generador, durante este proceso además se comprobará finalmente si éste resulta válido para la instalación. Recordando las características del inversor y las del panel solar escogido:

Tabla 24. Características del panel SCL-310 P3

Medida	SCL -310 P3
Potencia Máxima (Pmax) [W]	310
Voltaje a potencia máxima (Vmp)[V]	36,1
Intensidad a máxima potencia (Imp)[A]	8,58
Voltaje en circuito abierto (Voc) [V]	44,8
Intensidad de cortocircuito (Isc) [A]	9,04
Tolerancia de potencia [W]	0/3%

Fuente: Saclimafotovoltaica

Los paneles se asociarán en serie, sin superar la tensión máxima de entrada al inversor, además, esta tensión debe estar comprendida dentro del rango de máxima potencia del inversor, siguiendo el punto de máxima potencia (MPPT). El inversor es capaz de realizar este seguimiento gracias a un sistema que controla la tensión de operación del generador fotovoltaico mediante algoritmos tales como el de perturbación, observación y el de conductancia incremental.

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

A su vez la suma de las potencias de los paneles de cada asociación en serie no debe superar la propia potencia del inversor ya que si se diera este supuesto, esta potencia de más se desperdiciaría. Por último, la suma de las intensidades que circulan por las ramas no debe ser mayor que la máxima admitida por el inversor.

Analizando las características de salida, la parte de corriente alterna, el inversor seleccionado tiene un voltaje nominal de salida de 400V ya que es el valor más común de entrada a los centros de transformación, si éste valor no fuera de 400 V, podría suponer la necesidad de contar con un centro de transformación diseñado “a medida”, lo que supondría un incremento en el coste de la instalación.

Con estas premisas, se seguirá con el cálculo del número de paneles por inversor, la disposición de estos y demás. Todos los cálculos de números enteros se encuentran redondeados a la baja.

Tabla 25. Características de cada bloque generador de la instalación

Cálculos del bloque generador

Número de paneles/rama (máx.).	22
Voltaje/rama(V)	794,2
Potencia/rama (kW)	6,82
ramas/inversor	36
paneles/inversor	792
filas/inversor	1
Nº de inversores	42
Corriente de entrada / inversor (A)	308,88
Potencia/inversor (kW)	245,52
Intensidad admisible por el inversor (A)	600

Tras los cálculos, nuestra instalación estará dividida en diferentes bloques, es decir nuestra instalación de 10,31 MW va a estar formada por **42 bloques generadores de 245,47 kW** cada uno, este esquema se puede apreciar de mejor manera en los planos adjuntos a este proyecto. A partir de ahora para el diseño se partirá de un solo bloque, siendo los demás similares a éste.

9.5 Dimensionado del cableado de corriente continua

Cableado de corriente continua

Una vez diseñado el bloque generador tipo de la instalación, el siguiente paso será dimensionar el cableado que irá en la parte de corriente continua de la instalación, es decir el cableado desde los paneles hasta el inversor. Para ello, el REBT establece 3 criterios para el dimensionado del cableado:

- Criterio de máxima caída de tensión : La circulación de corriente a través de los conductores ocasiona una pérdida de potencia transportada por el cable, y una caída

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

de tensión o diferencia de tensión entre el principio y final de la línea. Según el REBT en su ITC-BT-40 : “La caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5% para la intensidad nominal”.

$$S = \frac{2 \times P \times L}{\gamma \times e \times U} \rightarrow e = \frac{2 \times P \times L}{\gamma \times S \times U} \quad \text{Ec. 4}$$

S = Sección del conductor (mm^2)

L = Longitud del conductor (m)

P = Potencia transportada (W)

U = Tensión de la línea(V)

e = porcentaje de caída de tensión (%)

γ = conductividad del cobre ($\frac{m}{\Omega \times mm^2}$)

- Criterio de máxima intensidad admisible o de calentamiento : La temperatura del conductor trabajando a plena carga y régimen permanente, no superará nunca la temperatura máxima admisible. Volviendo al REBT en su ITC-BT-40: “Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador”.

$$I_B < I_{adm} \quad \text{Ec. 5}$$

$$T = T_0 + (T_{m\acute{a}x} - T_0) \times \left(\frac{I_B}{I_{adm}}\right)^2 \leq T_{m\acute{a}x} \quad \text{Ec. 6}$$

Donde:

I_B = Intensidad de diseño que recorre la línea (A)

I_{adm} =Intensidad máxima admisible por el cable (A), valor aportada por el fabricante.

T_0 = temperatura de funcionamiento estimada (40°C)

$T_{m\acute{a}x}$ = temperatura máxima admisible por el cable (90°C)

T = temperatura real estimada del cable (°C)

- Criterio de intensidad de cortocircuito : La temperatura que puede alcanzar el cable, como consecuencia de un cortocircuito o sobreintensidad de corta duración, no debe sobrepasar la temperatura máxima admisible de corta duración ($t < 5$ segundos) asignada a los materiales utilizados en el aislamiento del cable.

Respecto al último criterio nombrado sobre la intensidad de cortocircuito, éste no se ha verificado durante el proceso de dimensionado del cableado ya que el REBT exime su verificación en instalaciones de baja tensión ya que las protecciones de sobreintensidad limitan la duración de cortocircuito a tiempos muy breves.

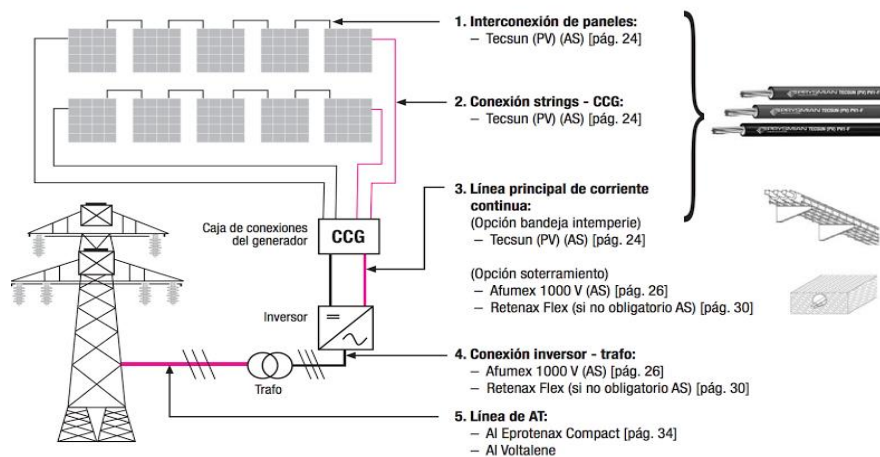
En la parte de corriente continua se diferenciarán tres tramos diferentes según la intensidad circulante en cada tramo. En primer lugar tenemos el cableado que interconectara los paneles

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

en serie, el cableado que conectará las ramas en paralelo y por último los cables que conectarán la caja de conexión (punto donde se conectan las ramas en paralelo) con el inversor.

Todo el procedimiento llevado a cabo durante el cálculo de las secciones del cableado se realiza siguiendo el catálogo facilitado por el fabricante PRYSMIAN. Para ello se utilizarán los cables instalados en la configuración recomendada por la firma PRYSMIAN tal como se ve en la siguiente ilustración:

Ilustración 13. Asignación del cableado



Fuente: PRYSMIAN

Cables de interconexión entre paneles

En primer lugar, será necesario calcular el valor de la resistividad del cobre ya que se desconoce la temperatura real de los cables y los resultados pueden variar considerablemente.

Situándonos en el caso más desfavorable que nos podemos encontrar, la temperatura máxima admisible por el cable son 90 °C. La norma UNE 20003 recoge los siguientes valores característicos del cobre:

- Resistividad del cobre-tipo recocido a 20°C → $\rho_{Cu20} = \frac{1}{58} \Omega \times mm^2 / m$
- Coef. de variación con la temperatura de la resistencia a 20°C :
 $\sigma_{Cu} = 0,00393 \text{ } ^\circ C^{-1}$

Con estos valores, se procede a calcular la resistividad a 90°C:

$$\rho_{Cu90} = 0,02198 \rightarrow \frac{1}{45,49} \Omega \times mm^2 / m$$

Para comprobar el criterio de caída de tensión, se seleccionará inicialmente una sección de $4mm^2$ para comprobar si ésta cumple los criterios. Recordando las características de las ramas de nuestra instalación (asociación de paneles en serie):

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

Potencia/rama = 6,82 kW

Intensidad/rama = 8,58 A

Tensión en rama = 794,2 V

Caída de tensión máxima admisible = 1,5 %

- Criterio de caída de tensión

$$S = \frac{2 \times P \times L}{\gamma \times e \times U} \rightarrow e = \frac{2 \times P \times L}{\gamma \times S \times U}$$

$$e = \frac{2 \times 6280 \times 0,99}{45,49 \times 4 \times 794,2} = 0,08604 \text{ V} \rightarrow 0,0093 \%$$

Luego la sección 4mm^2 de TECSUN (PV) cumple el primer criterio.

- Por último comprobamos el criterio de máxima intensidad admisible o de calentamiento:

$$10,725 \text{ A} < 45 \text{ A}$$

$$T = 40 + (90 - 40) \times \left(\frac{8,58}{30}\right)^2 = 40 \text{ }^\circ\text{C} \leq 90 \text{ }^\circ\text{C}$$

Con estas últimas dos condiciones se concluye que la sección de 4mm^2 resulta válida para la interconexión de los paneles en serie.

Cables de conexión entre ramas en paralelo

A continuación se dimensionará el cableado que unirá las distintas ramas en paralelo a través de la caja de conexiones. Para el cálculo de la caída de tensión, al aumentar ésta con la distancia; de nuevo nos situaremos en el caso más desfavorable, éste sería el cable que une el polo más lejano con el inversor y tuviera una longitud similar a la de la línea.

- Caída de tensión

$$S = \frac{2 \times P \times L}{\gamma \times e \times U} \rightarrow \frac{2 \times 6820 \times 462}{45,59 \times 0,015 \times 794,2^2} = 14,61 \rightarrow 16\text{mm}^2$$

$$e = \frac{2 \times 6280 \times 462}{45,49 \times 16 \times 794,2} = 0,012\text{V} \rightarrow 0,0051 \%$$

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

- Intensidad máxima admisible

En este caso, el fabricante facilita la intensidad máxima admisible dependiendo del tipo de instalación de la que dispongamos, en este caso se trata de cables al aire, la sección de 16 mm^2 tiene una intensidad admisible de 110A; además habrá que multiplicar por el factor de corrección por estar expuesta al sol (0,9) tal y como recomienda el fabricante.

$$I_{adm} = 110 \times 0,9 = 99A$$

$$I_B = 1,25 \times I_{nom} < I_{adm}$$

$$I_B = 10,72 A < I_{adm}$$

$$T = 40.37^\circ C < 90$$

Luego el cable de 16 mm^2 cumple perfectamente la función de conectar cada rama de módulos en paralelo hasta al caja de conexión.

Cables de conexión entre conjunto de ramas e inversor

Tras interconectar las ramas en paralelo, éstas irán conectadas a cada entrada del inversor. Como longitud se toma de nuevo el caso más desfavorable que sería el de una longitud igual al largo de la fila que será la caja de conexión más lejana respecto al inversor y la intensidad circulante por este cable será la suma de intensidad circulante por cada rama conectada (9 ramas).

- Caída de tensión

$$S = \frac{2 \times P \times L}{\gamma \times e \times U} \rightarrow \frac{2 \times 61380 \times 462}{45,59 \times 0,015 \times 794,2^2} = 131 \text{ mm}^2 \rightarrow 150 \text{ mm}^2$$

$$e = \frac{2 \times 61380 \times 462}{45,49 \times 150 \times 794,2^2} = 0,013V \rightarrow 0,0016 \%$$

- Criterio de máxima intensidad admisible

$$I_{adm} = 438 \times 0,9 = 394,2A$$

$$I_B = 1,25 \times I_{nom} < I_{adm}$$

$$I_B = 1,25 \times 9 \times 8,58 = 96,52A < I_{adm}$$

$$T = 40.02^\circ C < 90$$

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

Se comprueba entonces que la sección de 150mm^2 resulta válida para la instalación.

En resumen, para la parte de la instalación de corriente continua, se tienen las siguientes secciones de cables, todos ellos específicamente diseñados para ser usados en instalaciones fotovoltaicas:

Tabla 26. Cableado de corriente continua

Tramo	Sección (mm^2)	Firma y modelo	Tensión (kV)	Material
Paneles en serie	4	Tecsun (pv) S1ZZ-F	0.6/1	Cu
Ramas en paralelo	16	Tecsun (pv) PV-1 F	0.6/1	Cu
Conjunto de ramas - inversor	150	Tecsun (pv) PV-1 F	0.6/1	Cu

9.6 Protección parte C.C.

9.6.1 Interruptores de continua

Para una tensión de 794,2V y una corriente nominal de 77,2 A en cada una de las 4 entradas del inversor, se ha seleccionado el interruptor de corriente continua NINFAC 900AB; dispositivo especializado en realizar ésta labor, capaz de trabajar hasta una tensión en circuito abierto de 900 V con una intensidad de cortocircuito de 80 A; siendo accionado por el vigilador de aislamiento cortocircuitando los paneles.

9.6.2 Fusibles para protección de ramas frente a sobrintensidades.

Para proteger eficazmente los circuitos, los dispositivos de protección seleccionados deben cortar las corrientes de cortocircuito que pudiesen aparecer en la parte de la instalación que protegen con el fin de que un posible cortocircuito que pueda darse en una rama no dañe el cableado de las demás.

Se considera entonces que un dispositivo de protección contra cortocircuitos protege de forma efectiva una parte de la instalación si se cumplen las siguientes condiciones:

- 1- Criterio del poder de corte: el poder de corte del dispositivo de protección debe ser mayor o igual que la intensidad de cortocircuito máxima prevista en su punto de instalación.

$$\text{Poder de corte del fusible} > I_{cc_{\max}}$$

- 2- Criterio de tiempo de corte : el tiempo de corte de toda corriente que resulte de un cortocircuito que se produzca en un punto cualquiera del circuito no debe ser

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

superior al tiempo que los conductores tardan en alcanzar su temperatura límite admisible.

Para los cortocircuitos de una duración no superior a 5 segundos, el tiempo máximo de duración del cortocircuito, se puede calcular mediante la siguiente fórmula:

$$\sqrt{t} = k * \frac{S}{I} \quad \text{Ec. 7}$$

Que se puede representar de forma práctica como :

$$(I^2 t)_{Disp} \leq (I^2 t)_{Cable} = S^2 K^2 \quad \text{Ec. 8}$$

$t \rightarrow$ duración del cortocircuito en segundos

$S \rightarrow$ sección en mm^2

$I \rightarrow$ corriente de cortocircuito efectiva en A, valor eficaz

$K \rightarrow$ constante adimensional

De la norma UNE 20460-4-43 se obtiene un valor de $k=143$ para cables de cobre con protección EPR.

En el caso particular de utilizar fusibles, éstos suelen tener poderes de corte muy altos; para nuestra instalación, se utilizarán fusibles de tipo g (1º letra), ya que éstos son capaces de interrumpir corrientes desde su intensidad asignada (I_N) hasta su poder de corte asignado.

La primera condición antes nombrada se cumplirá simplemente con seleccionar un fusible tipo g (1º letra) cuya intensidad asignada sea mayor que la intensidad que circula por el cable correspondiente ya que en este tramo la intensidad de cortocircuito tiene un valor aproximado a la intensidad nominal.

Para esta instalación se utilizarán fusibles de la gama gpV de la firma Socomec, específicamente diseñados para las pequeñas sobreintensidades que pueden surgir en instalaciones fotovoltaicas.

Para el caso práctico de nuestra instalación:

- Protección de las ramas de módulos de paneles

$$I_{cc} = I_{CC_panel} = 9,04 A$$

$$I_N = 10 A$$

$$K^2 S^2 = 327184$$

Luego el fusible cilíndrico gpV de calibre 10 A cumple la primera condición.

- Protección entre caja de conexión e inversor

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

$$I_B = 9 \times 9,04 = 81,36 \text{ A}$$

$$I_N = 100 \text{ A}$$

$$K^2 S^2 = 460102500$$

El fusible de cuchillas gpV de calibre 100 A cumple también la primera condición.

Una vez elegidos los fusibles adecuados, a partir de las gráficas proporcionadas por el fabricante (Socomec), se calcula el valor de $(I^2 t)$ para un tiempo de actuación de 0,1 segundos. Observando que efectivamente con los valores de $K^2 S^2$ anteriormente calculados se cumpla la condición:

$$(I^2 t)_{Disp} \leq (I^2 t)_{Cable} = S^2 K^2$$

Tabla 27. Fusibles seleccionados

Fusible	Intensidad	$(I^2 t)$
10 A cilíndrico	90	810
100 A de cuchillas	650	42250

Analizando los resultados obtenidos, se ha podido comprobar cómo efectivamente los fusibles limitan fuertemente los valores de $(I^2 t)$; quedando valores muy por debajo de los admisibles por el cable en ambos casos.

9.6.3 Protección frente a sobretensiones

Al ser una instalación a la intemperie que cuenta con una gran extensión, resulta de vital importancia proteger ésta frente a sobretensiones derivadas de descargas atmosféricas (rayos). Observando las características del inversor proporcionadas por el fabricante, éste ya presenta protección ante sobretensiones de tipo I y II, consultando en la Guía-BT-23, la protección de tipo I es la que mayor seguridad ofrece llegando a proteger ante impactos directos de rayos, si a esto se le añade que el inversor también cuenta con protección del tipo 2 que protege frente a sobretensiones más bajas, se puede concluir que el inversor está eficazmente protegido.

Por ello, con la intención de proteger los módulos fotovoltaicos se ha seleccionado un dispositivo de protección frente a sobretensiones de la compañía Weidmuller específico para el uso en aplicaciones de energía fotovoltaica de gran potencia. En la siguiente tabla se pueden ver sus características:

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

Tabla 28. Características del dispositivo PIU II 2+1R

Tensión nominal sistema fotovoltaico Uoc (+,-) según IEC 60364-7-712	≤ 1000 VDC
Máxima tensión (DC) permanente (+/-)	1200 VDC
Máxima tensión (DC) permanente (+/PE) / (-/PE)	1100 VDC
Tipo según IEC 61643-1	Tipo 2
Corriente descarga nominal, por polo In (8/20 ls)	20kA
Corriente descarga máxima, por polo I _{max} (8/20 ls)	40kA
Corriente descarga máxima, total I _{total} (8/20 ls)	40kA
Tiempo de respuesta	≤ 25 ns
Intensidad máx. del equipo a proteger	125 A gl
Nivel de protección con In Up (+,-) típico	4000 V
Indicación óptica de funcionamiento	verde = ok, rojo = descargador defectuoso, cambiar
Contacto de aviso (en versiones con aviso remoto)	250 V 1A 1CO
Diseño	3 TE ; Módulos insertables a TS 35
Color	base negro, descargador rojo / azul
Temperatura de servicio	-40°C ... 70°C
Temperatura almacenamiento	-40°C ... 70°C
Homologaciones	CE, ÖVE, cURus disponible en breve

Fuente: Weidmuller

Este dispositivo cumple con el valor de tensión nominal (≤1000V), será instalado en cada una correspondiente de las 4 entradas del inversor, ya que el fabricante especifica que la sección mínima del cable en el que se colocará el dispositivo ha de ser de 16 mm². Por tratarse de una instalación de puesta a tierra TT, los descargadores se conectarán entre cada uno de los conductores y la tierra de la instalación.

9.7 Dimensionado del cableado de corriente alterna

A continuación se pretende dimensionar el cableado de la parte de corriente alterna de nuestra instalación, desde la salida del inversor hasta el transformador, los criterios son prácticamente similares a los seguidos en la parte de continua. Además nos seguimos encontrando en régimen de baja tensión, por lo que el criterio de cortocircuito sigue siendo prescindible de verificar.

- Criterio de máxima caída de tensión

$$\Delta U = (R + X * \tan\varphi) / \left(\frac{P}{U}\right) \quad \text{Ec. 9}$$

Donde:

ΔU → caída de tensión en la línea

R → resistencia de la línea (Ω)

X → reactancia de la línea (Ω)

P → potencia en vatios transportada por la línea (W)

U → tensión de línea (400V)

$\tan\varphi$ → tangente del ángulo correspondiente al factor de carga

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

- Criterio de intensidad máxima admisible o calentamiento (similar a DC)

Para dimensionar este tramo, se debe tener en cuenta las características de la corriente a la salida del inversor:

- $P = 245,52\text{kW}$
- $U = 400\text{V}$
- $I = 485\text{A}$
- $\tan\varphi = 0.48$
- $\alpha \approx 0,08 \text{ } \Omega/\text{km}$ (aproximación de la norma francesa UTE-C 15-105 independiente de la sección naturaleza del conductor y sistema de instalación)

Siguiendo los mismos pasos que en el dimensionado del cableado de corriente continua, obtenemos una sección estimada a partir del criterio de caída de máxima tensión teniendo en cuenta que se trata de una línea trifásica:

- Criterio de caída de máxima tensión

$$S = \frac{\sqrt{3} \times L \times I \times \cos\varphi}{\gamma(\Delta U - \sqrt{3} \times 10^{-3} \times \alpha \times L \times I \times \sin\varphi)}$$

$$S = \frac{\sqrt{3} \times 10 \times 100 \times 0,9}{45,49 \times (6 - \sqrt{3} \times 10^{-3} \times 0,08 \times 0,1 \times 485 \times 100 \times 0,43)} = 14,71 \text{ mm}^2$$

Sin embargo ésta no cumpliría el criterio de máxima intensidad admisible. Como este criterio es el más restrictivo, lo usaremos para elegir la nueva sección.

$$I_B = 1,25 \times 485 = 606,25\text{A}$$

Al transportar una potencia tan elevada, resulta necesario contar con varios conductores por fase:

$$2 \text{ ternas} \rightarrow 2 \times 363 = 726 \text{ A} > 606,25 \text{ A}$$

Luego la disposición final será de 2 conductores por fase de 150 mm^2 ; finalmente se comprobará que con la nueva sección siga verificando el criterio de máxima caída de tensión:

Para calcular éste último, siguiendo la misma guía anteriormente nombrada, ésta nos facilita un método aplicable en este tipo de instalaciones:

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

$$R = R_{tCA} = c * \rho_{90} * \frac{L}{S} \quad \text{Ec. 10}$$

Donde el coeficiente $c \cong 1,02$ para instalaciones de enlace en baja tensión.

$$R = 0,002346\Omega$$

Finalmente el cable seleccionado será el Afumex 1000V [PV][AS] 2x150mm² de la firma PRYSMAN.

Y sustituyendo en la fórmula nos da una caída de tensión de 2,61 V, cuyo valor porcentual es una caída de tensión del 0,65 %. Sumando las caídas de tensiones presentes a lo largo del recorrido de la energía, se ha cumplido efectivamente que la caída de tensión total desde el punto de generación hasta el final es muy inferior al 1,5% que marca como límite el REBT.

9.8 Protecciones de corriente alterna

Siguiendo el REBT, en concreto en la normativa perteneciente a las instalaciones generadoras de baja tensión (ITC-BT-40), nuestra instalación deberá de contar con un dispositivo de protección frente a sobrecargas.

9.8.1 Protección frente a sobrecargas

El esquema de puesta a tierra diseñado para la parte de corriente alterna ha sido un esquema TT, para la protección de este tipo de distribuciones, el método más utilizado y que será el elegido para esta instalación, es el empleo de un interruptor automático dimensionado para proteger la línea frente a sobrecargas y cortocircuitos. Asociado a este dispositivo deberá ir un relé diferencial capaz de cortar la corriente cuando detecte una corriente diferencial superior a cierto valor.

Las características de funcionamiento de un dispositivo que protege contra sobrecargas deben satisfacer las dos condiciones siguientes:

- $I_b \leq I_n \leq I_z$
- $I_2 \leq 1,45I_z$

$I_n \rightarrow$ Corriente asignada del dispositivo de protección (regulable).

$I_2 \rightarrow$ Corriente que asegura la actuación del dispositivo de protección.

Para interruptores, $I_2 = 1,45I_n$ según UNE-EN 60.898, luego la segunda condición no es necesaria de comprobar ya que cumpliendo la primera, la segunda siempre se cumplirá con interruptores automáticos.

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

Del apartado anterior sobre el dimensionado del cable entre inversor y centro de transformación, se tienen los siguientes valores:

- $I_b = 606,25 \text{ A}$
- $I_z = 2 \times 363 = 726 \text{ A}$

Con estos datos, se selecciona un interruptor automático electrónico de la firma Legrand, el modelo DMX-H2500, este dispositivo cumple con las características de la corriente exigidas, ya que cuenta con una tensión de aislamiento de hasta 1000 V y una intensidad nominal de 800A.

Para la protección frente a cortocircuitos, el dispositivo seleccionado debe cumplir las siguientes condiciones:

- Poder de corte $I_A > I_{cc,max}$
- $I_{cc,min} > I_a$
- $I_{cc,max} < I_B$

I_{cc} → intensidad de cortocircuito.

I_a → intensidad de actuación del disparador electromagnético.

I_B → Intensidad correspondiente al $(I^2t)_{adm}$ del conductor determinada sobre la característica $(I^2t)_{adm}$ del interruptor.

La primera condición expresa que el interruptor automático seleccionado ha de ser capaz de cortar el cortocircuito de mayor intensidad que se produzca en la línea. La segunda condición especifica que además el dispositivo debe actuar también para la mínima corriente de cortocircuito que pueda aparecer en la línea. Y por último la tercera condición garantiza que, para la máxima corriente de cortocircuito posible, la temperatura del cable no alcanzará el valor máximo admisible.

Con el fin de calcular las corrientes de cortocircuito, se estudiará el cortocircuito tripolar en bornes del transformador por ser el que en caso de producirse, éste tendrá una mayor intensidad por ser el final de la línea. Además se supondrá la red de media tensión de potencia infinita. Con este último supuesto, la corriente de cortocircuito estará limitada únicamente por la impedancia del transformador, obteniendo valores mayores a los reales, llegando así a pequeños errores pero obteniendo un mayor margen de seguridad.

Partiendo con los parámetros básicos del transformador:

S_{nt} → Potencia nominal del transformador (1600 KVA)

U_{NT} → Tensión nominal a la salida del inversor (400V)

ϵ_{Rcc} → Componente resistiva de la caída de tensión en cortocircuito (1%)

ϵ_{Xcc} → Componente inductiva de la caída de tensión en cortocircuito (6%)

Z_{cc} → impedancia de cortocircuito del transformador

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

$$Z_{cc} = \sqrt{R_{cc}^2 + X_{cc}^2} \quad \text{Ec. 11}$$

$$\varepsilon_{Rcc}(\%) = 1 \rightarrow R_{cc} = \frac{\varepsilon_{Rcc}}{100} \times \frac{U_{NT}^2}{S_{nt}} = 1 \text{ m}\Omega$$

$$\varepsilon_{Xcc}(\%) = 6 \rightarrow X_{cc} = \frac{\varepsilon_{Xcc}}{100} \times \frac{U_{NT}^2}{S_{nt}} = 6 \text{ m}\Omega$$

$$Z_{cc} = \sqrt{R_{cc}^2 + X_{cc}^2} = 6,08 \text{ m}\Omega$$

Una vez calculada la impedancia de cortocircuito del transformador, ésta será igual a la impedancia de defecto ya que hemos supuesto la red de media tensión de potencia infinita. Teniendo en cuenta que además disponemos de neutro y éste es de la misma sección que los cables de fase, la intensidad de cortocircuito máxima y mínima quedan de la siguiente manera:

$$I_{cc \text{ max}} = \frac{400}{\sqrt{3} \times 6,08} = 38 \text{ kA}$$

$$Z_{cable} = \sqrt{R^2 + X^2} = 0,00833 \Omega$$

$$I_{cc \text{ min}} = 0,5 \times \frac{400}{\sqrt{3} \times 6,08 + 0,00833} = 18,97 \text{ kA}$$

De las características del cable correspondiente al tramo compuesto desde el inversor hasta el centro de transformación, se obtienen los siguientes valores:

$K = 117 \rightarrow$ constante característica del cobre

$S = 150 \text{ mm}^2 \rightarrow$ sección del cable

$$(I^2 t)_{adm} = (KS)^2 = 3,08 \times 10^8 \text{ A}^2 \text{ s}$$

Tras calcular las corrientes de cortocircuito, se procede a verificar que el dispositivo seleccionado cumple las 3 condiciones.

El interruptor escogido tiene un poder de corte de hasta 65kA, valor bastante superior a la máxima corriente de cortocircuito prevista en nuestra instalación ($I_{cc \text{ max}} = 38 \text{ kA}$).

Para comprobar la segunda condición, al tratarse de un interruptor automático electrónico, se deberá elegir un ajuste de retardo largo (I_R) y un ajuste de la intensidad de disparo instantáneo (I_m):

$$I_R = 0,8 \times I_n = 640 \text{ A}$$

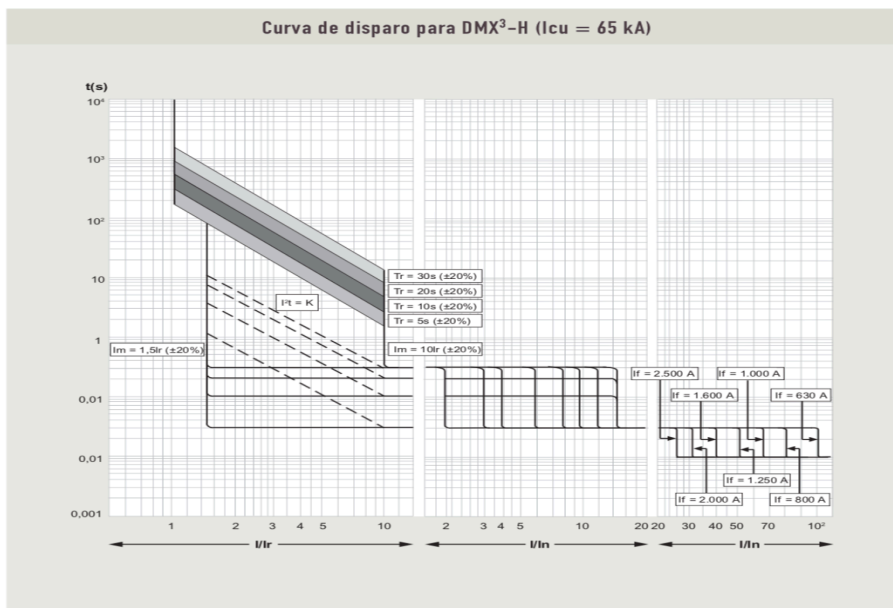
$$I_m = I_a = 5 \times I_R = 3200 \text{ A}$$

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

Con el valor calculado de la corriente de cortocircuito mínima y una vez elegido el ajuste de disparo instantáneo por cortocircuito a un valor de 3200A, queda verificada la segunda condición ya que cualquier intensidad de cortocircuito superior a este valor provocará la acción del interruptor en un tiempo de 0,1 segundos o inferior.

Resulta interesante además incluir la curva de disparo proporcionada por el fabricante con el fin de conocer el funcionamiento del interruptor ante las distintas corrientes que pudiesen surgir.

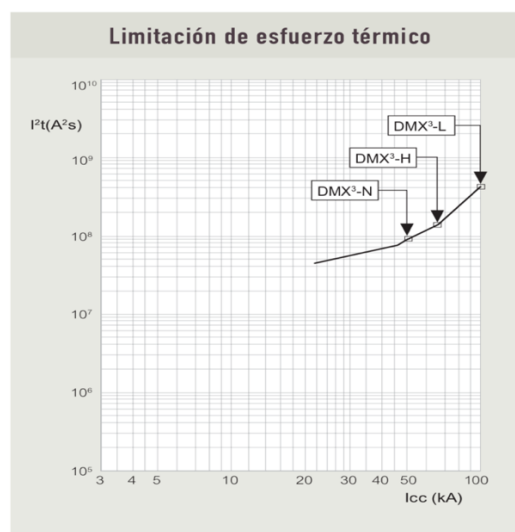
Gráfico 6. Curva de disparo del interruptor automático



Fuente: Legrand

Para comprobar la tercera condición, entramos en la gráfica de (I^2t) característica del dispositivo con el valor de $(KS)^2$ característico de nuestro conductor:

Gráfico 7. Curva I²t/I_{cc}



Fuente: Legrand

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

Obteniendo en la gráfica un valor de $I_B \approx 90 \text{ kA}$ se concluye que al tratarse de un valor mucho mayor a la máxima corriente de cortocircuito, se cumple la tercera condición.

Como se mencionó anteriormente, este dispositivo deberá contar con protección diferencial necesaria para proteger nuestro esquema de distribución TT. Consultando la guía del fabricante, éste especifica que cualquier interruptor automático de la gama escogida puede ir acompañado con protección diferencial.

El valor de la intensidad de actuación del diferencial debe elegirse teniendo en cuenta la extensión de la instalación protegida ya que pueden existir unas corrientes de fuga que podrían producir la actuación de nuestro dispositivo diferencial ocasionando así desconexiones no deseadas. Por ello como criterio general se deberá elegir una corriente diferencial nominal de no-funcionamiento mucho mayor que la corriente de fugas prevista. Admitiendo una capacidad parásita fase-tierra un valor típico de $C_p = 0,3\mu\text{F}/(\text{km} \times \text{fase})$, se tiene una corriente de fugas:

$$I_{fugas} = \frac{U_{fn}}{Z_p} = \frac{230}{(2\pi \times 50 \times 0,3 \times 10^{-6})} = 21 \text{ mA}/(\text{km} \times \text{fase})$$

Por ello al tratarse de una instalación industrial y no de una vivienda o instalación doméstica, se optará por un dispositivo diferencial cuya sensibilidad de actuación sea de $I_{\Delta n} = 300 \text{ mA}$ ya que un diferencial de 30mA podría causar el disparo del actuador.

Respecto al tiempo de actuación de los diferenciales de tipo general, en la práctica los defectos de aislamiento generalmente son de baja impedancia por lo que la corriente originada es del orden de $5I_{\Delta n}$ o mayor. Para corrientes de fuga de estos valores, el tiempo de actuación del diferencial es menor a 0,1 segundos.

9.9 Conexión a tierra

Las instalaciones de puesta a tierra de los sistemas fotovoltaicas resultan ser un caso muy peculiar, ya que en estas instalaciones conviven tanto los sistemas de corriente continua como los de alterna.

En primer lugar se diseñará una distribución de puesta a tierra IT para la parte de corriente continua con una sola toma de tierra de resistencia muy baja ($R < 2\Omega$).

Para la parte de corriente alterna se diseñará un sistema TT con dos tomas de tierra; una para las masas del centro de transformación y otra para el neutro del transformador. En cuanto a las masas de BT correspondientes a la instalación de corriente alterna, éstas irán conectadas a la toma de tierra diseñada para corriente continua; de ahí el objetivo de que la resistencia a tierra de ésta sea tan baja.

9.9.1 Diseño de la puesta a tierra de continua

En primer lugar en una instalación de puesta a tierra se debe calcular la resistividad del terreno. Debido a la imposibilidad de realizar pruebas para comprobar la resistividad del terreno, se acude a la tabla de valores medios orientativos de la resistividad en función del terreno (ITC-BT-18):

Tabla 29. Tabla 4 ITC-BT-18. resistividades de los terrenos

Naturaleza terreno	Valor medio de la resistividad en Ohm.m
Terrenos cultivables y fértiles, terraplenes compactos y húmedos	50
Terraplenes cultivables poco fértiles y otros terraplenes	500
Suelos pedregosos desnudos, arenas secas permeables	3.000

Fuente: REBT

Observando la tabla y sabiendo que se trata de un terreno muy árido y rocoso, vamos a tomar como valor una resistividad de $\rho = 500 \Omega$.

Para la conexión de las masas de la parte de corriente continua se utilizará una toma de tierra cuya resistencia sea muy baja, con un valor aproximado de 2Ω formada por picas enterradas verticalmente de 4 metros de longitud.

Si acudimos al ITB-BT-18 relativo a las instalaciones de puesta a tierra, éste especifica que las tomas de tierra deben estar enterradas de manera que una posible pérdida de humedad del suelo, presencia de hielo u otros efectos climáticos, no aumenten la resistencia de la toma de tierra por encima del valor previsto. La profundidad nunca será inferior a 0,50 m, siendo esta profundidad medida desde la parte superior del electrodo.

Conociendo el tipo de electrodo a utilizar, se obtiene la formula del REBT:

$$R_{pica} = \frac{\rho}{L} = \frac{500}{4} = 125\Omega \rightarrow \frac{125}{2} \rightarrow 63 \text{ picas}$$

$$R_a = \frac{125}{63} = 1,98\Omega$$

El electrodo de la toma de tierra de la parte de continua estará formado por un total de 63 picas.

Volviendo al REBT, para los conductores de tierra fabricados en cobre y desnudos, existe una sección mínima de 35 mm^2 . Además como norma se exige que la sección del conductor de tierra no sea menor a la mínima exigida para los conductores de protección, con lo cual se dimensionarán en primer lugar los conductores de protección.

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

En el circuito de conexión a tierra, los conductores de protección unirán las masas al conductor de tierra y éstos se dimensionarán según la siguiente tabla:

Tabla 30. Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase

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

Fuente: REBT

Los valores de esta tabla sólo son válidos en el caso de que los conductores de protección sean del mismo material que los conductores activos.

Al contar con una sección de $150 mm^2$ en el tramo formado desde la caja de conexión hasta el inversor, se ha optado por elegir una sección de $95 mm^2$. Esta misma sección será también la seleccionada para el conductor de tierra.

9.9.2 Diseño de la puesta a tierra de alterna

En el diseño de la puesta a tierra de alterna, se diseñarán tres tomas de tierra; una para las masas de BT, otra para las masas de AT y una para el neutro del transformador.

Puesta a tierra de las masas de BT

Para calcular la resistencia admisible de puesta a tierra de las masas de baja tensión se ha de contar con la sensibilidad de actuación de nuestra protección diferencial; en este nuestra protección asegura la actuación para una corriente de $I_{\Delta N} = 300 mA$.

Con este dato y teniendo en cuenta que al tratarse de una instalación generadora, el límite de la tensión de contacto convencional $U_L = 24V$. La resistencia de puesta a tierra de las masas de baja tensión deberá tener un valor máximo de:

$$I_{\Delta N} R_A \leq U_L \rightarrow R_{adm} = \frac{24}{0,3} = 80\Omega$$

Con el fin de abaratar el presupuesto de esta instalación, se optará por unir las masas de BT a la toma de tierra de corriente continua anteriormente diseñada, quedando entonces una única toma de tierra para la parte de corriente continua y las masas de BT de corriente alterna. Estas masas serán las partes metálicas o canalizaciones que van desde el inversor hasta el transformador.

Al tratarse de una toma de tierra cuyo valor de resistencia es mucho menor de 80Ω , queda garantizado que todos los defectos que puedan originar tensiones de contacto mayores de $24 V$

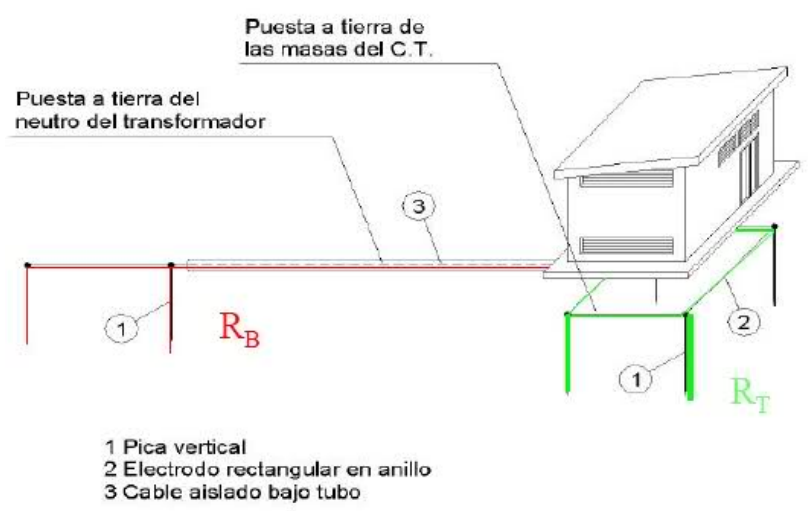
Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

queden cubiertos con el disparo del diferencial. Además el tiempo de actuación de los interruptores diferenciales comerciales es menor que el tiempo admisible según la curva de seguridad para la máxima tensión de contacto posible $U_{fn} = 230 V$.

Puesta a tierra de las masas del centro de transformación

A continuación realizaremos el diseño de la puesta a tierra del centro de transformación, En este caso, por tratarse de una instalación a tierra de alta tensión, (en las que se incluyen los centros de transformación) ésta estará constituida por electrodos y por las líneas de tierra.

Ilustración 14. Sistema de puesta a tierra de un centro de transformación



Fuente: Tecnología eléctrica

Para garantizar la seguridad de las personas, el electrodo seleccionado debe cumplir las siguientes condiciones:

- La tensión de paso máxima en el exterior debe ser inferior a la tensión de paso admisible, impuesta por el RAT:

$$V_{pm} \leq V_{pad}$$

- La tensión de contacto máxima debe ser menor que la tensión de contacto admisible:

$$V_{cm} \leq V_{cad}$$

- La corriente de defecto originada por un fallo de aislamiento franco debe ser mayor que la corriente de arranque del relé de protección. Esta condición ya se ha tenido en cuenta durante el proceso de selección del interruptor automático.

V_{pm} → Tensión de paso máxima

V_{pad} → Tensión de paso admisible

V_{cm} → Tensión de contacto máxima

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

$V_{cad} \rightarrow$ Tensión de contacto admisible

$V_{p(acc)m} \rightarrow$ Tensión de paso en el acceso máxima

$V_{p(acc)adm} \rightarrow$ Tensión de paso en el acceso admisible

A continuación se dan las expresiones que se utilizan para calcular las tensiones de paso y de contacto admisibles :

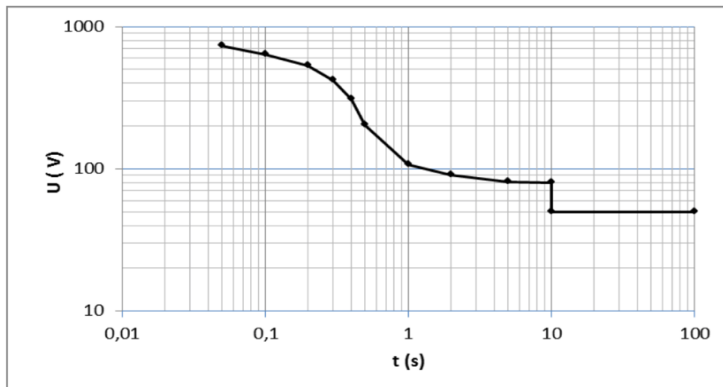
$$V_{cad} = V_{ca,adm} \left(2 + \frac{1,5\rho_2}{1000} \right) \quad \text{Ec. 12}$$

$$V_{pad} = 10V_{ca,adm} \left(5 + \frac{6\rho_2}{1000} \right) \quad \text{Ec. 13}$$

$$V_{p(acc)adm} = 10V_{ca,adm} \left(5 + \frac{3\rho_2 + 3x\rho_1}{1000} \right) \quad \text{Ec. 14}$$

Para realizar los cálculos de las tensiones de paso, contacto y acceso admisibles, debemos tener en cuenta que el centro de transformación se situará sobre una base de hormigón de resistividad $\rho' = 2000$, además la tensión de contacto aplicada admisible ($V_{ca,adm}$) se obtendrá a partir de la "curva de seguridad" del R.A.T; para un tiempo de actuación de la protección diferencial ajustado en 0,1 segundos:

Gráfico 8. Curva de seguridad



t(s)	U(V)
0,05	735
0,1	633
0,2	528
0,3	420
0,4	310
0,5	204
1	107
2	90
5	81
10	80
>10	50

Fuente: R.A.T

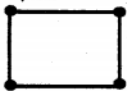
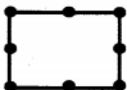
$$V_{cad} = 633x \left(2 + \frac{1,5x2000}{1000} \right) = 3165V$$

$$V_{pad} = 633x \left(5 + \frac{6x2000}{1000} \right) = 107610V$$

$$V_{p(acc)adm} = 10x633 \left(5 + \frac{3x2000 + 3x500}{1000} \right) \Rightarrow 60135V$$

A continuación, con el fin de seleccionar el electrodo, se opta por una configuración en anillo enterrado a una profundidad de 0,8 metros y formado por 8 picas de 8 metros en la que cada una tiene un diámetro de 14mm y un cable conductor cuya sección es de 50 mm^2 . Siguiendo las características del centro de transformación, el anillo es de forma cuadrada con 5 metros de lado; se recurrirá a las tablas que aporta UNESA para conocer los parámetros de dicha disposición:

Tabla 31. Parámetros característicos de electrodos de puesta a tierra

CONFIGURACION	l_p (m)	RESISTENCIA K_r	TENSION DE PASO K_p	TENSION DE CONTACTO EXT $K_c = K_p(\text{acc})$	CODIGO DE LA CONFIGURACION
Sin picas	-	0.098	0.0142	0.0577	50-50/8/00
 <p>4 picas</p>	2	0.077	0.0122	0.0379	50-50/8/42
	4	0.065	0.0099	0.0283	50-50/8/44
	6	0.056	0.0083	0.0223	50-50/8/46
	8	0.049	0.0071	0.0184	50-50/8/48
 <p>8 picas</p>	2	0.069	0.0109	0.0313	50-50/8/82
	4	0.055	0.0083	0.0208	50-50/8/84
	6	0.047	0.0067	0.0153	50-50/8/86
	8	0.040	0.0055	0.0120	50-50/8/88

Fuente: REBT

- $R_T = k_r * \rho = 0,04 * 500 = 20\Omega$ Ec. 15
- $V_{pm} = K_p * \rho * I_d \rightarrow V_{pm} = 0,0055 * 500 * 500 = 1375 < 107610V$ Ec. 16
- $V_{cm} = K_c * \rho * I_d \rightarrow V_{cm} = 0,012 * 500 * 500 = 3000V < 3165V$ Ec. 17

Para realizar los cálculos, se ha seleccionado una intensidad de defecto que presenta un valor de 500A, valor máximo que se puede presentar según la Unión Eléctrica en Canarias.

Tras la comprobación de las condiciones, la disposición de electrodos seleccionada nos garantiza la correcta puesta a tierra de las masas del C.T.

Puesta a tierra del neutro del transformador

A esta puesta de tierra irán conectados los puntos o elementos que forman parte de los circuitos eléctricos de MT y BT. Concretamente en los transformadores, el punto neutro del secundario de BT.

La puesta a tierra del neutro del transformador consta de básicamente:

- Un sistema de electrodos.
- Un conductor (línea de enlace con tierra) que conecta el punto neutro con un electrodo o sistema de electrodos.

Resulta vital situar los electrodos del sistema de puesta a tierra del neutro del transformador a cierta distancia de los electrodos de la puesta a tierra de las masas del centro de transformación para de esta manera evitar que la tensión de defecto en el electrodo de protección transmita al de puesta a tierra de servicio una tensión superior a 1000V. Este valor se establece según lo indicado en la MI-BT 017 del reglamento electrotécnico de BT.

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

Para que se cumpla esta condición, la distancia mínima entre ambas tomas de tierra se calculará mediante la fórmula:

$$D_{min} \geq \frac{I_d \times \rho}{2000\pi} = \frac{500 \times 500}{2000\pi} = 39,78m \approx 40m$$

A continuación con el fin de dimensionar la línea de enlace con tierra, se seguirá el mismo criterio de diseño que el utilizado en el diseño de la línea de tierra de la toma de tierra de la parte de continua teniendo finalmente un cable de tierra aislado de 95mm^2 de 0,6/1kV, protegido con un tubo de PVC y grado de protección 7, mínimo contra daños mecánicos.

Por último respecto a los electrodos, la puesta a tierra del neutro del transformador puede realizarse utilizando cualquier tipo de electrodo, siendo los más utilizados las picas o hileras de picas. El REBT recomienda un valor máximo de 30Ω para instalaciones con esquema de distribución TT.

En nuestro caso continuaremos eligiendo el mismo tipo de electrodos; picas verticales de 4 metros de longitud:

$$R_b = \frac{\rho}{L} \quad \text{Ec. 18}$$

$$R_b = \frac{\rho}{L} = \frac{500}{4} = 125\Omega \rightarrow 5 \text{ picas} \rightarrow R_B = 25\Omega$$

Nuestra puesta a tierra del neutro del transformador estará formada por una hilera de 5 picas enterradas verticalmente de longitud 4 metros con una separación entre cada una de al menos 1,5 veces la longitud de hincado de las picas enterradas.

Tras dimensionar las distintas tomas de tierra comprobaremos que las masas de baja tensión quedan efectivamente protegidas frente a fallos de aislamiento y contactos indirectos. Por tratarse de un sistema TT, los fallos de aislamiento fase-masa originaran intensidades de defecto bajas solamente limitadas por las puestas a tierra de las masas y del neutro:

$$I_d = \frac{U_{fn}}{R_a + R_B} = \frac{230}{1,98 + 25} = 8,52A \gg I_{\Delta N}$$

$$U_c = I_d \times R_a = 8,52 \times 1,98 = 16,86V < 24V$$

Concluimos entonces que las masas de baja tensión de nuestra instalación quedan protegidas frente a fallos de aislamiento y contactos indirectos.

Separación entre la toma de masas del CT y la toma de continua y masas de BT

El reglamento de baja tensión exige que la puesta a tierra de las masas de BT sea independiente de la puesta a tierra de las masas del C.T. (tensión transferida menor de 50 V). Para ello, existen

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

una serie de condiciones que de verificarse, ambas tomas de tierra se considerarán independientes:

- a) No existe canalización metálica conductora que una la zona de tierras del centro de transformación con la zona donde se encuentran los aparatos de utilización.
- b) La distancia entre las tomas de tierra de las masas del centro de transformación y la toma de tierra de las masas de baja tensión debe ser mayor a 15m; para terrenos con resistividades mayores a 100 Ohmxm se calculará de la siguiente forma:

$$D_{min} = \frac{\rho I_d}{2\pi U} = \frac{500 \times 500}{2\pi \times 1200} = \mathbf{33,15m}$$

- U = 1200 V para sistemas de distribución TT con el tiempo de eliminación del defecto en la instalación de alta tensión menor o igual a 5 segundos (situación habitual).
- c) El centro de transformación se encontrará construido de tal manera que sus elementos metálicos no estarán eléctricamente unidos a los elementos metálicos constructivos de los locales de utilización.

9.9 Estudio de viabilidad de la instalación

A continuación se realizarán los cálculos oportunos para comprobar en cuántos años se amortizaría la instalación.

En primer lugar, se calcularán las pérdidas existentes en nuestra instalación con el fin de obtener el rendimiento global de ésta (Performance Ratio). Tras esto, se calculará la energía producida por la central durante los primeros 25 años de explotación, así como los costes derivados del mantenimiento de ésta. Por último junto con el presupuesto, se obtendrá el periodo de amortización de la instalación.

Cabe mencionar la imposibilidad de contar con los precios de algunos materiales para la elaboración del presupuesto y la propia limitación de no poder conocer con exactitud el precio de la electricidad durante los años de explotación de la instalación. Por todo ello el presupuesto y como consecuencia el periodo de aproximación debe considerarse como un valor orientativo pero no exacto.

9.9.1 Pérdidas de la instalación

- Pérdidas por sombreado

Para el presente caso, con la inclinación seleccionada y la distancia calculada para que no se produzcan sombras entre los propios paneles, no habrá pérdidas por sombras ya que no hay ningún elemento en altura que pueda afectar a la instalación.

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

$$\eta_{sombbras} = 1$$

- **Pérdidas por suciedad**

Éstas pérdidas tienen su origen por la acumulación de suciedad sobre los paneles solares, lo que provoca una disminución de la corriente y tensión entregada por el panel fotovoltaico. Estas pérdidas pueden ir desde un 0% cuando acaba de llover hasta un 8% cuando los paneles están muy sucios. Al estar la instalación en una zona desértica y con fuertes vientos, se tomará un valor conservador de un 5%.

$$\eta_{suciedad} = 0,95$$

- **Pérdidas por reflectancia angular**

La potencia de un módulo solar suele estar referida a unas condiciones estándar de medida, que además de $1000W/m^2$ de irradiancia y $25^{\circ}C$ de temperatura de célula, implican una incidencia de los rayos normal. Sin embargo, en operación, lo habitual es que la radiación incida sobre la superficie del módulo FV con un ángulo diferente a 0° lo que implica pérdidas adicionales. Siguiendo valores recomendados, en nuestro caso se estimarán unas pérdidas del 3%; valor característico para instalaciones solares con posicionamiento de paneles fijo.

$$\eta_{reflectancia} = 0,97$$

- **Pérdidas por temperatura ambiente**

El rendimiento de las células solares se ve afectado por la variación de la temperatura de operación de la célula respecto a los $25^{\circ}C$ de temperatura. El software PVGIS ya usado anteriormente durante el estudio comparativo entre los distintos sistemas de seguimiento, proporciona unas pérdidas por temperatura e irradiancia. Al tener en cuenta los valores de temperatura media en nuestra localización, este software obtiene un valor de pérdidas bastante fiable. En este caso las pérdidas se estiman en un 11,8%.

$$\eta_{temp} = 0,88$$

- **Pérdidas por efecto Joule (térmicas)**

Se trata de calcular la potencia disipada por efecto Joule en los distintos tramos de cables, la resistencia de éstos tramos la calcularemos para un temperatura de funcionamiento de $40^{\circ}C$. Recordando las fórmulas:

$$P = R * I^2 \quad \text{Ec. 19}$$

$$R = \frac{\rho * x * L}{S} \quad \text{Ec. 20}$$

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

- Cable de unión en serie entre paneles
 $R = 4.6 * 10^{-3}\Omega$
 $P = 2 * R * I^2 \rightarrow 0,677 W$
- Cable de unión entre ramas
 $R = 0,537\Omega$
 $P = 2 * R * I^2 \rightarrow 79,064W$
- Cable de unión entre caja de conexión e inversor
 $R = 0,0572\Omega$
 $P = 2 * R * I^2 \rightarrow 682,15W$
- Cable entre inversor y transformador
 $R = 0,002346\Omega$
 $P = 2 * R * I^2 \rightarrow 1103,67W$

Tabla 32. Pérdidas térmicas por efecto Joule

Tramo	Potencia disipada (W)	Rendimiento (%)
Unión entre paneles	0,677	99,99
Unión de ramas	79,06	98,84
Entrada al inversor	682,15	98,88
Salida del inversor - Entrada CT	1103,67	99,55
	Total	96,32

Una vez calculada la energía disipada como calor por el cableado de la instalación, se ha obtenido un rendimiento del cableado del 96,32 %.

$$\eta_{cab} = 0,96$$

- **Rendimiento del inversor**

El rendimiento de un inversor varía en función del régimen de trabajo, forma de onda, etc. Observando las características técnicas en el catálogo facilitado por el fabricante:

$$\eta_{inv} = 0,98$$

- **Rendimiento del transformador**

Por término medio los centros de transformación cuentan con unas pérdidas que oscilan entre el 2 y el 3%, en nuestro caso tomaremos unas pérdidas del 2%:

$$\eta_{trafo} = 0,98$$

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

- Rendimiento global del sistema

Tras multiplicar los distintos rendimientos obtenidos, se obtendrá el rendimiento global del sistema (PR):

Pérdidas	Porcentaje (%)	Rendimiento	Porcentaje (%)
sombreado	0%	Cableado	96
suciedad	5%	Inversor	98
reflectancia angular	3%	Transformador	98
temperatura ambiente	11,20%		

Finalmente se ha obtenido un **rendimiento energético del 74%** sobre la potencia total de la instalación.

9.9.2 Producción anual de la instalación

Conocido el rendimiento total de la instalación, a continuación podemos calcular la energía eléctrica producida por ésta a partir de la irradiancia incidente.

Por tanto, la producción media de energía diaria $E_D \left(\frac{kWh}{día} \right)$ se puede calcular como:

$$E_D \left(\frac{kWh}{día} \right) = kWp * G_{dm}(\alpha, \beta) * PR \quad \text{Ec. 21}$$

Donde:

$G_{dm}(\alpha, \beta) \left[\frac{kWh}{día m^2} \right] \rightarrow$ irradiancia diaria mensual

$kWp \rightarrow$ potencia pico instalada (kWp)

Recordando que la potencia instalada en nuestra instalación asciende a 10.313,94 kWp.

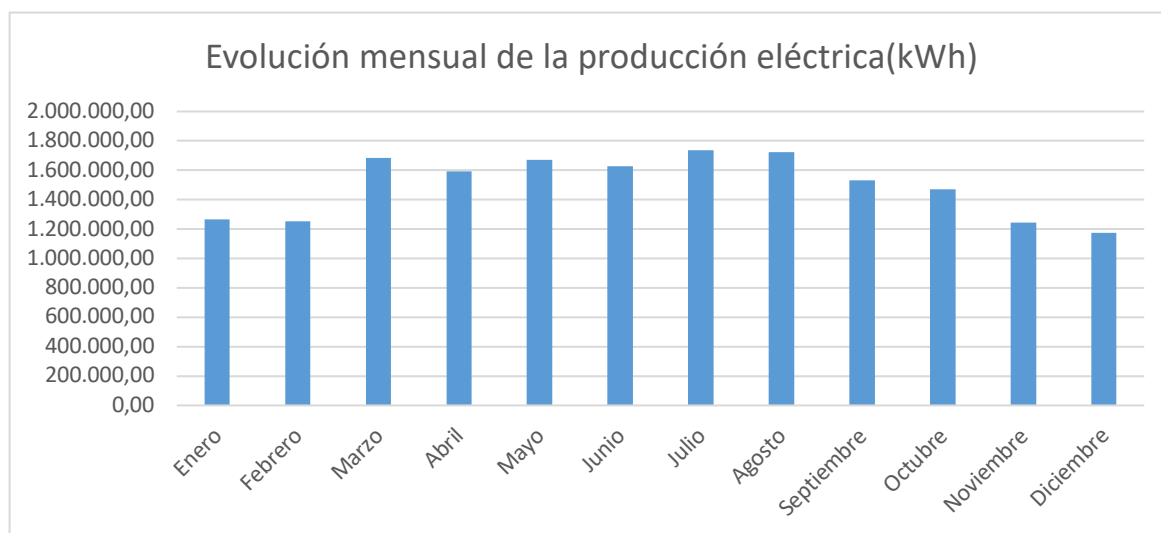
Tabla 33. Producción mensual de la instalación

Mes	Días	Potencia instalada (kWp)	Gdm(α, β) [kWh/día m2]	PR (α, β)	E[kWh/día a]	E[kwh/mes]
Enero	31	10.313,94	5,35	0,74	40.832,89	1.265.819,54
Febrero	28	10.313,94	5,86	0,74	44.725,37	1.252.310,34
Marzo	31	10.313,94	7,11	0,74	54.265,76	1.682.238,68
Abril	30	10.313,94	6,96	0,74	53.120,92	1.593.627,50
Mayo	31	10.313,94	7,06	0,74	53.884,15	1.670.408,59
Junio	30	10.313,94	7,1	0,74	54.189,44	1.625.683,22

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

Julio	31	10.313,94	7,34	0,74	56.021,20	1.736.657,09
Agosto	31	10.313,94	7,28	0,74	55.563,26	1.722.460,98
Septiembre	30	10.313,94	6,69	0,74	51.060,19	1.531.805,74
Octubre	31	10.313,94	6,21	0,74	47.396,68	1.469.297,08
Noviembre	30	10.313,94	5,44	0,74	41.519,80	1.245.593,91
Diciembre	31	10.313,94	4,96	0,74	37.856,29	1.173.544,85

Gráfico 9. Variación mensual de producción



La producción energética durante el primer año será de **17.969.447,53 kWh**. Podemos concluir a partir del gráfico que la producción mensual resulta bastante constante durante todo el año tal y como esperábamos por las características del clima de Fuerteventura.

9.9.3 Venta de electricidad

Considerando que nuestra instalación tenga una vida mínima de 25 años, cifra nada alejada de la realidad ya que los paneles solares con un buen mantenimiento pueden llegar a tener una vida media de 40 años, queda entonces obtener el precio de venta por kWh (€/kWh).

Tras la aprobación del Real Decreto-ley aprobado en 2012, el tiempo de amortización de este tipo de instalaciones generadoras se incrementó notablemente debido a la suspensión de las primas existentes durante años anteriores a las energías renovables.

Consultando la base de datos de la web Omie, durante el año 2016 y suponiendo que este precio se mantenga durante el año actual (2017), el precio medio del año 2016 fue de 39,67€/MWh. Esta instalación nos reportaría unas ganancias de 718.027 € durante el primer año.

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

Para calcular la producción durante los próximos años se tendrá en cuenta que el fabricante de los paneles solares especifica que durante los 9 primeros años la pérdida de eficiencia será del 0,05 %, a partir del año 10 será del 2% anual y a partir del año 24 del 5% anual.

Además con el fin de realizar el estudio lo más realista posible dentro de los límites, nos situaremos en el escenario hipotético de un incremento de la factura eléctrica por el IPC constante durante todos los años y igual al de 2016 (2%).

Tabla 34. Producción e ingresos anuales

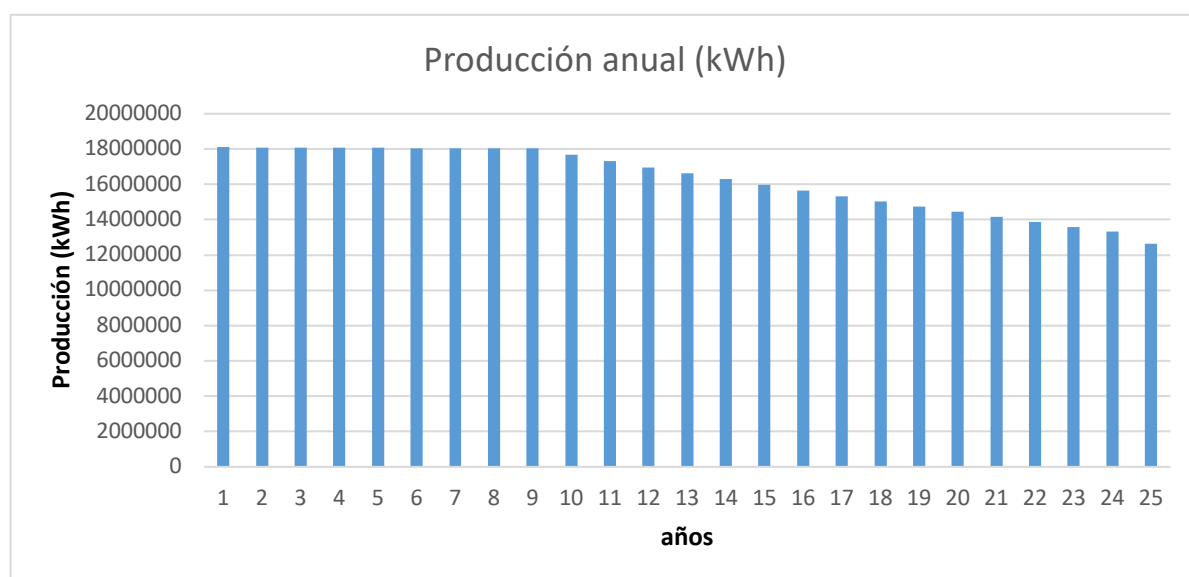
Año	Prod. Estimada (kWh)	Pérdida anual de eficiencia (%)	IPC anual (%)	Precio kWh(€)	Total (€)
2017	17.969.447,53				718.027,00
2018	17.960.462,81	0,05	2,00	0,04	712.491,56
2019	17.951.482,57	0,05	2,00	0,04	726.378,02
2020	17.942.506,83	0,05	2,00	0,04	740.535,13
2021	17.933.535,58	0,05	2,00	0,04	754.968,16
2022	17.924.568,81	0,05	2,00	0,04	769.682,49
2023	17.915.606,53	0,05	2,00	0,04	784.683,60
2024	17.906.648,72	0,05	2,00	0,04	799.977,08
2025	17.897.695,40	0,05	2,00	0,05	815.568,63
2026	17.539.741,49	2,00	2,00	0,05	815.242,41
2027	17.188.946,66	2,00	2,00	0,05	814.916,31
2028	16.845.167,73	2,00	2,00	0,05	814.590,34
2029	16.508.264,37	2,00	2,00	0,05	814.264,51
2030	16.178.099,09	2,00	2,00	0,05	813.938,80
2031	15.854.537,11	2,00	2,00	0,05	813.613,23
2032	15.537.446,36	2,00	2,00	0,05	813.287,78
2033	15.226.697,44	2,00	2,00	0,05	812.962,47
2034	14.922.163,49	2,00	2,00	0,05	812.637,28

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

2035	14.623.720,22	2,00	2,00	0,06	812.312,23
2036	14.331.245,81	2,00	2,00	0,06	811.987,30
2037	14.044.620,90	2,00	2,00	0,06	811.662,51
2038	13.763.728,48	2,00	2,00	0,06	811.337,84
2039	13.488.453,91	2,00	2,00	0,06	811.013,31
2040	13.218.684,83	2,00	2,00	0,06	810.688,90
2041	12.557.750,59	5,00	2,00	0,06	785.557,55
				Total	19.802.324,42

Los ingresos obtenidos derivados de la venta de electricidad durante 25 años serían de **19.802.324,42 €**.

Gráfico 10. Producción anual de la instalación



En el gráfico anteriormente expuesto, se puede observar cómo disminuye la producción de la instalación con el paso de los años debido a la pérdida de rendimiento de los paneles solares, además éste descenso será aún más pronunciado después del año 25 ya que el fabricante expresa que durante los siguientes años los paneles perderán una eficiencia anual del 5%.

9.9.4 Costes de mantenimiento y operación

La Agencia internacional de la Energía (IEA) en su informe World Energy Investment Outlook 2014, estima unos costes anuales de operación y mantenimiento en las centrales fotovoltaicas a gran escala de 9€/kW anuales. Estos costes incluyen la limpieza de los paneles fotovoltaicos,

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

la monitorización de las unidades de inversores y subsistemas de CA, los costes laborales, gestión de activos, acciones relativas a garantizar la salud, seguridad del personal y otras importantes tareas.

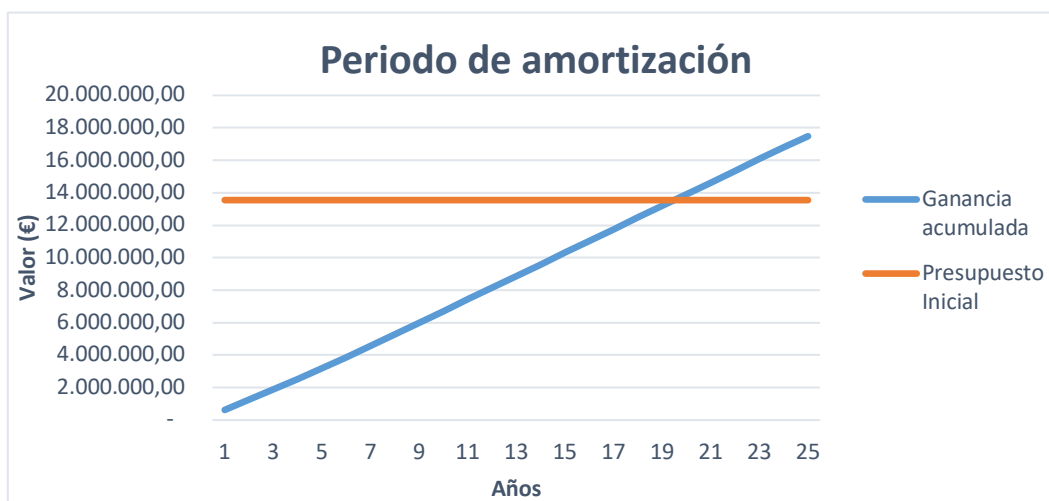
Podemos estimar los gastos anuales de mantenimiento y operación de nuestra instalación en 92.700€.

9.9.5 Periodo de amortización

El presupuesto de nuestra instalación se encuentra detallado al final de este proyecto, éste está formado por los diferentes componentes que forman la instalación de media y baja tensión, el precio de la parcela y los paneles solares. El valor asciende a una cantidad de **13.551.154,72 €**. Para obtener un valor más preciso del periodo de amortización, tendremos en cuenta el valor de mantenimiento anual calculado en el apartado anterior.

Con los datos y las ganancias anuales que se obtendrán de la venta de electricidad, se realizará un gráfico que muestre aproximadamente cuántos años se tardará en amortizar la instalación fotovoltaica y el beneficio aproximado que conllevará ésta.

Gráfico 11. Periodo de amortización



Finalmente estimamos que nuestra inversión se verá completamente rentabilizada a los 20 años. Para conseguir un análisis más técnico, a continuación se calculará el valor actual neto (VAN).

9.9.6 Cálculo del Valor Actual Neto (VAN)

El VAN es un término que permite calcular el valor presente de un determinado flujo de caja de futuro, es decir, el VAN es un indicador de rentabilidad de un proyecto. Si al final de la vida de la instalación el VAN resulta positivo, quiere decir que se ha recuperado la inversión. Para obtener este término se han evaluado los ingresos anuales obtenidos anteriormente, el

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

presupuesto inicial de la instalación y por último los egresados anuales; formados principalmente por los gastos de operación y mantenimiento.

Tal como calculamos anteriormente, el coste de mantenimiento y operación anual de la planta se estimará en unos 92.700 €.

Gracias al software Microsoft Excel, hemos obtenido un **VAN positivo** (VAN=1616169,70), lo que quiere decir fundamentalmente que al cabo de 25 años el proyecto sí resultaría rentable arrojando beneficios a partir de los 20 años tal y como vimos en la gráfica anterior.

10. INDICE DE TABLAS, FIGURAS Y GRÁFICOS

10.1 Tablas

Tabla 1. Energía producida en Canarias.....	12
Tabla 2. Energía fotovoltaica instalada en Fuerteventura.....	12
Tabla 3. Características del panel SCL 310 P3	18
Tabla 4. Potencia instalada según sistema de seguimiento.....	19
Tabla 5. Coste y balance por sistema de seguimiento.....	19
Tabla 6. Características del inversor PVS800-57-0250kW-A.....	22
Tabla 7. Características de protección.....	23
Tabla 8. Cálculos del bloque generador.....	23
Tabla 9. Inversores por transformador	24
Tabla 10. Características del transformador 1600 kVA	25
Tabla 11. Cableado de la instalación.....	26
Tabla 12. Cableado para puesta a tierra de continua	32
Tabla 13. Tabla de comparación entre paneles solares	35
Tabla 14. Características técnicas del modelo SCL310	35
Tabla 15. Disposición con paneles colocados horizontalmente.....	37
Tabla 16. Disposición con los paneles colocados verticalmente.....	38
Tabla 18. Disposición de la instalación con seguimiento a dos ejes	40
Tabla 19. Disposición con la instalación con seguimiento a un eje horizontal	41
Tabla 20. Comparativa entre distintos sistemas de seguimiento	41
Tabla 21. Comparativa de potencia producida entre los distintos sistemas de seguimiento.....	42
Tabla 22. Comparación económica entre los distintos sistemas de seguimiento	43
Tabla 23. Comparativa de ingresos entre los distintos sistemas de seguimiento	43
Tabla 24 Características de los inversores	45
Tabla 25. Características del panel SCL-310 P3	46
Tabla 26. Características de cada bloque generador de la instalación	47
Tabla 27. Cableado de corriente continua	52
Tabla 28. Fusibles seleccionados	54
Tabla 29. Características del dispositivo PIU II 2+1R	55
Tabla 31. Tabla 4 ITC-BT-18. resistividades de los terrenos.....	62
Tabla 32. Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase	63
Tabla 33. Parámetros característicos de electrodos de puesta a tierra	66
Tabla 34. Pérdidas térmicas por efecto Joule	70
Tabla 35. Producción mensual de la instalación	71
Tabla 36. Producción e ingresos anuales	73

10.2 Ilustraciones

Ilustración 1. Parcela.....	14
Ilustración 2. Mapa de irradiancia en España	14
Ilustración 3. Clasificación de las provincias de España en función del número medio anual de días de tormenta	15
Ilustración 4. Soporte fijo biposte	21

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

Ilustración 5. Esquema de conexión del vigilador	27
Ilustración 6. Esquema de conexionado Ninfac.	28
Ilustración 7. Esquema de conexionado de fusibles.....	29
Ilustración 8. Método de cálculo de distancia entre paneles	37
Ilustración 9. Movimiento del seguidor a dos ejes.....	38
Ilustración 10. Disposición de los paneles en tresbolillo	39
Ilustración 11. del territorio español según latitud	39
Ilustración 12. Movimiento del seguidor a un eje horizontal	40
Ilustración 13. Asignación del cableado.....	49
Ilustración 14. Sistema de puesta a tierra de un centro de transformación	64

10.3 Gráficos

Gráfico 1. Evolución anual de la potencia fotovoltaica en Fuerteventura	13
Gráfico 2. Diagrama de temperatura del municipio de Antigua	15
Gráfico 3. Balance económico según disposición de instalación.	20
Gráfico 4. Características tiempo-corriente de un cartucho fusible tipo g	29
Gráfico 5. Comparación de producción por panel según disposición	42
Gráfico 6. Curva de disparo del interruptor automático	60
Gráfico 7. Curva I^2t/I_{cc}	60
Gráfico 8. Curva de seguridad	65
Gráfico 9. Variación mensual de producción	72
Gráfico 10. Producción anual de la instalación	74
Gráfico 11. Periodo de amortización	75

11. Bibliografía

Abb. Recuperado de <http://www.abb.com/>

Datos climáticos de España. Recuperado de <http://www.Climate-data.org>

Dobontech. Recuperado de <http://www.dobontech.com>

Energía producida en Canarias (Dirección general de industria y energía, gobierno de Canarias).

Gráfico de España según latitud. Recuperado de <http://www.dobontech.com>

Guía de contenidos mínimos de los Proyectos de Líneas de MT y Centros de Transformación. Consejería de economía, Industria, Comercio y Conocimiento del Gobierno de Canarias.

Guía técnica de aplicación al Reglamento electrotécnico de Baja Tensión. (Ministerio de Industria, energía y turismo, 2015).

Informe World Energy Investment Outlook 2014. Agencia Internacional de energía (IEA).

Legrand. Recuperado de <http://www.legrand.es/>

Mapas climáticos de España. Recuperado de <http://ww.idae.es/>

Mecasolar. Recuperado de <https://www.mecasolar.com/es/>

Omie. Recuperado de <http://www.omie.es>

Proat. Recuperado de <http://www.proat.es/>

Prysmian. Recuperado de <https://es.prysmiangroup.com/>

Roger, J., Riera, M., Roldán, C., (2010), Tecnología eléctrica

Saclimafotovoltaica. Recuperado de <http://www.saclimafotovoltaica.es>

Seguidor a dos ejes. Recuperado de <http://www.valldoreix-gp.com>

Socomec. Recuperado de <http://www.socomec.es/>

Software de Google Maps.

Software de PVGIS

Software Microsoft Excel

Weidmuller. Recuperado de <http://www.weidmuller.es/>

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

DOCUMENTO 2: PRESUPUESTO

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada
en Tiscamanita (Fuerteventura)

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

RESULTADO DEL PRESUPUESTO

Capítulo	Descripción	Importe (€)
1	Instalación de BT	10.051.369,66
2	Instalación de MT	114.719,26
3	Puesta a tierra	1.496.479,80
4	Terreno	1.888.586,00
	Total	13.551.154,72

CAPITULO 1: PRESUPUESTO DE INSTALACIÓN DE BT

Descripción	Código	UD	Medición	Precio (€)	Importe (€)
Instalación BT	1				
Módulo fotovoltaico SCL 310W	1.1	u	33264	238,7	7.940.116,80
Estructura de soporte fijo biposte	1.2	u	2320	175	406.000,00
Inversor PVS800-57-0250kW-A	1.3	u	42	35.720	1.500.240,00
Cable Cu Tecsun (PV)[AS] 1x4	1.4	m	33264	2,2	73.180,80
Cable Cu Tecsun (PV)[AS] 1x16	1.5	m	2300	4,5	10.350,00
Cable Cu Tecsun (PV)[AS] 1x150	1.6	m	4200	24,6	103.320,00
Fusible de apl. fotovoltaica 10A 1000VDC gpV	1.7	u	1512	1,48	2.237,76
Fusible de apl. fotovoltaica 100A 1000VDC gpV	1.8	u	168	16,87	2.834,16
Vigilador de aislamiento ISO-CHECK PV 1000	1.9	u	42	33,67	1.414,14
Protector contra sobretensiones	1.10	u	168	38,4	6.451,20
Interruptor CC OT-160	1.11	u	168	31,1	5.224,80
				Total	10.051.369,66

Proyecto de instalación fotovoltaica 10,31MW, para la venta de energía eléctrica situada en Tiscamanita (Fuerteventura)

CAPÍTULO 2: PRESUPUESTO DE INSTALACIÓN DE MT

Descripción	Código	UD	Medición	Precio (€)	Importe (€)
Instalación MT	2				
Transformador trifásico 1600 KW	2.1	u	7	10.500,00	73.500,00
Cable Cu Tecsun (PV)[AS] 2x150	2.2	m	90	24,60	2.214,00
Interruptor automático 800 A el DMX^3-H2500	2.3	u	7	5.296,65	37.076,55
Bloque diferencial adaptable (gama industrial)	2.4	u	7	275,53	1.928,71
				Total	114.719,26

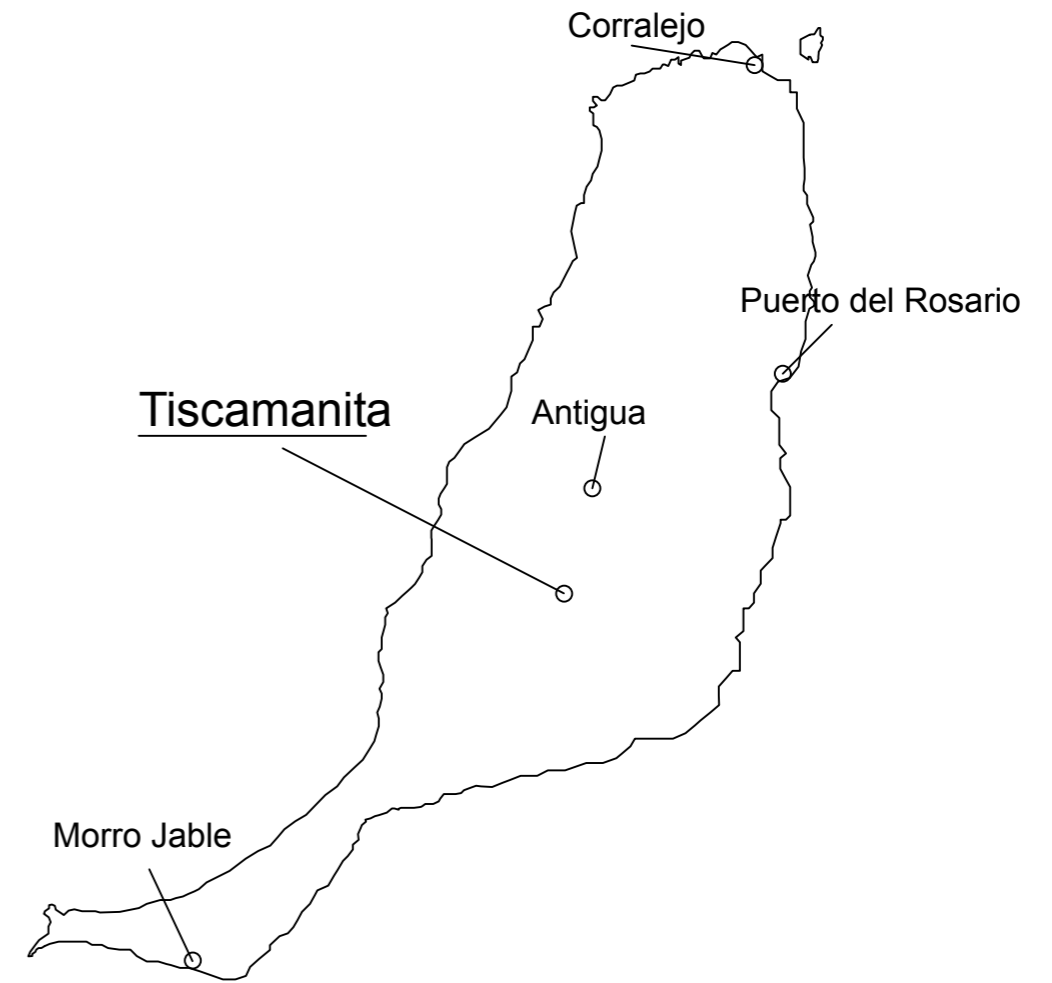
CAPÍTULO 3: PRESUPUESTO DE INSTALACIÓN DE PT

Descripción	Código	UD	Medición	Precio (€)	Importe (€)
Puesta a tierra	3				
Cable Cu aislado 1x95	3.1	m	65.560	11,89	779.508,40
Cable Cu desnudo 1x95	3.2	m	65.560	10,89	713.948,40
electrodo de puesta a tierra	3.6	ud	75	35,80	2.685,00
Cable Cu aislado 1x50	3.7	m	200	1,69	338,00
				Total	1.496.479,80

CAPÍTULO 4: PRESUPUESTO DEL TERRENO

Descripción	Código	UD	Medición	Precio (€)	Importe (€)
Terreno	4	m ²	134.899,00	14,00	1.888.586,00

DOCUMENTO 3: PLANOS



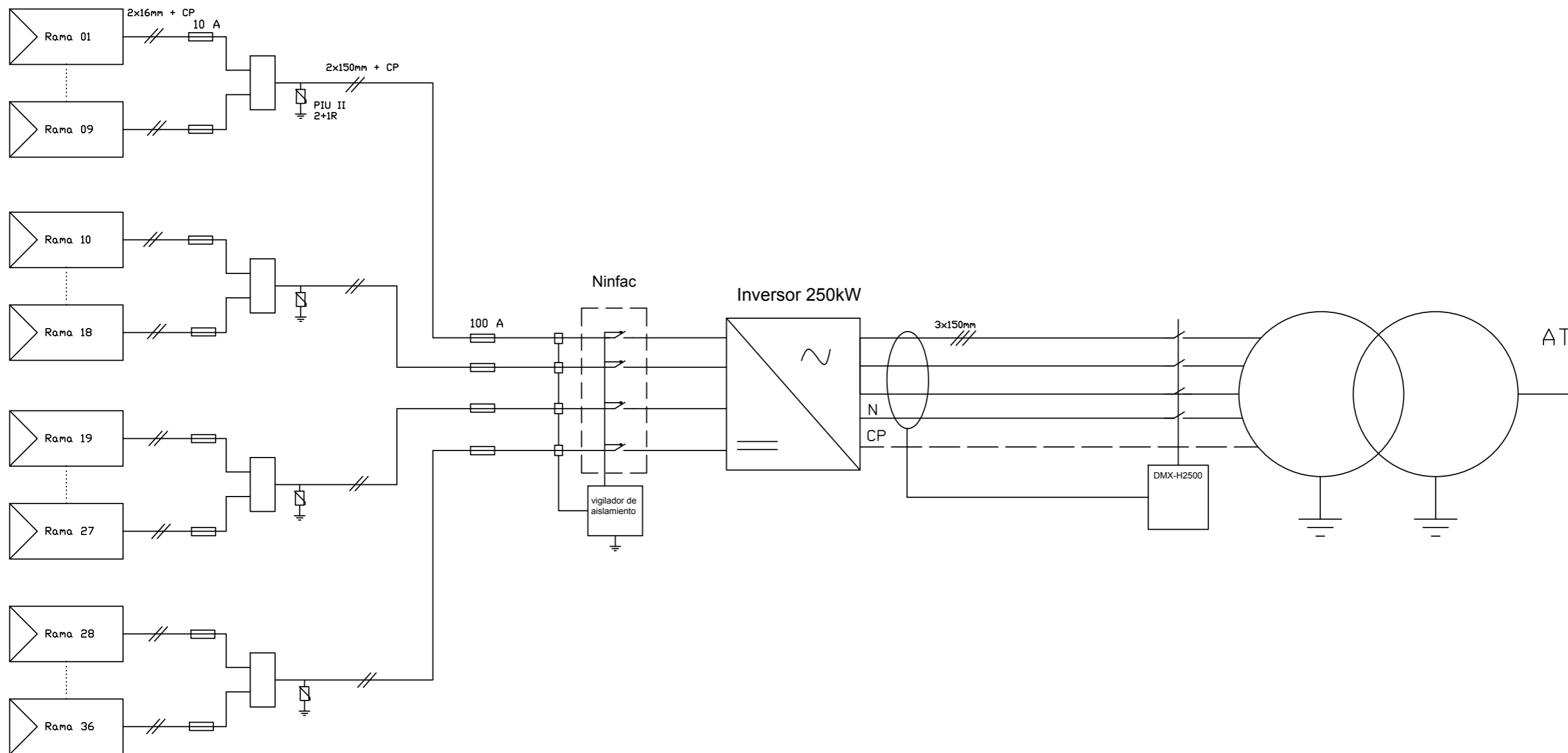
Adrián Cabrera

Proyecto: Proyecto de instalación fotovoltaica, 10,31MW para la generación de energía eléctrica en Tiscamanita

Plano:

Escala: varias

Ubicación



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



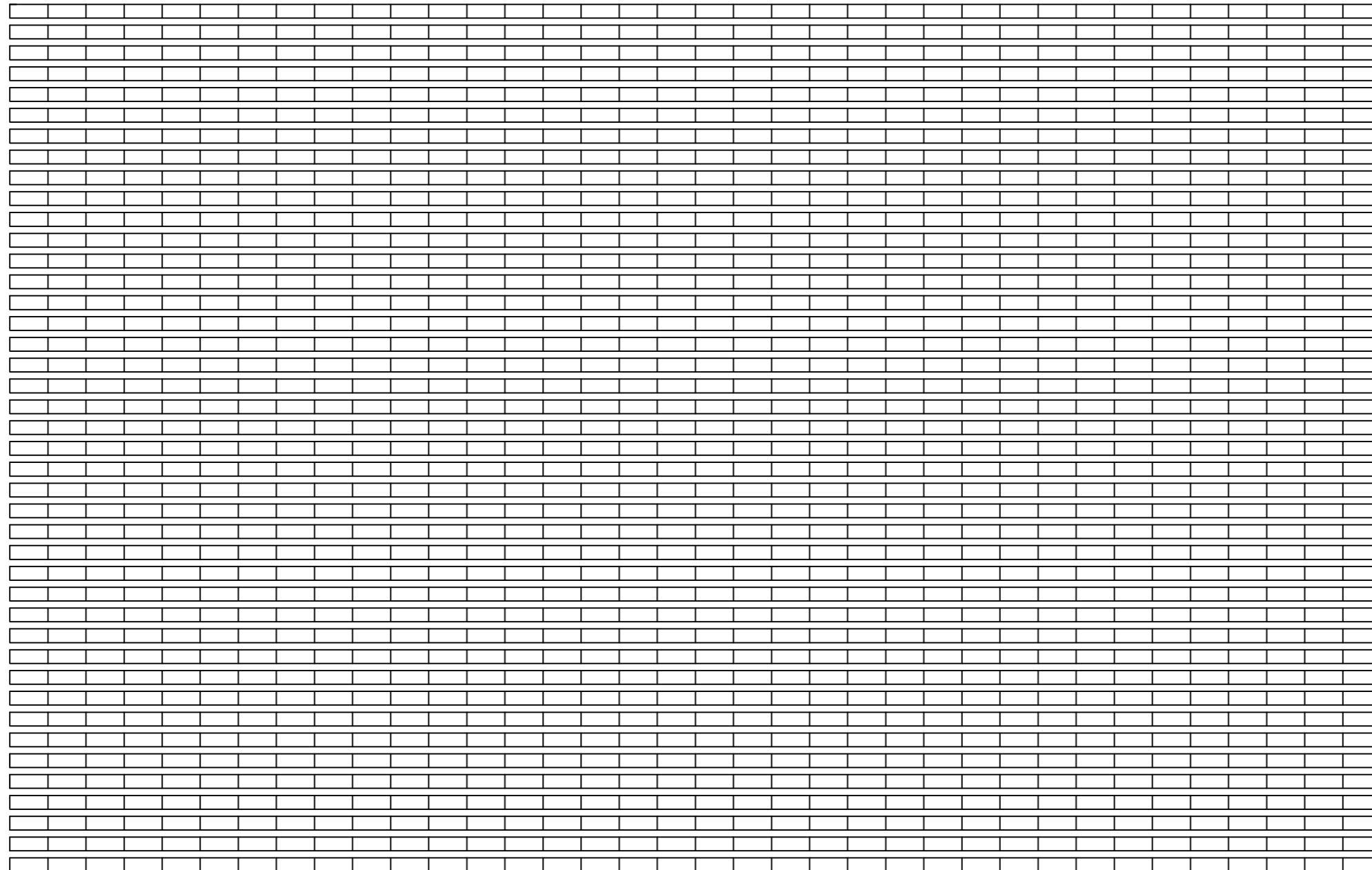
ESCUELA
TÉCNICA
SUPERIOR
INGENIEROS
INDUSTRIALES
VALENCIA

Adrián Cabrera

Proyecto: Proyecto de instalación fotovoltaica, 10,31MW
para la generación de energía eléctrica en Tiscamanita

Plano:
Esquema unifilar

Escala: -



LEYENDA	
	Centro de Transformación
	Inversor

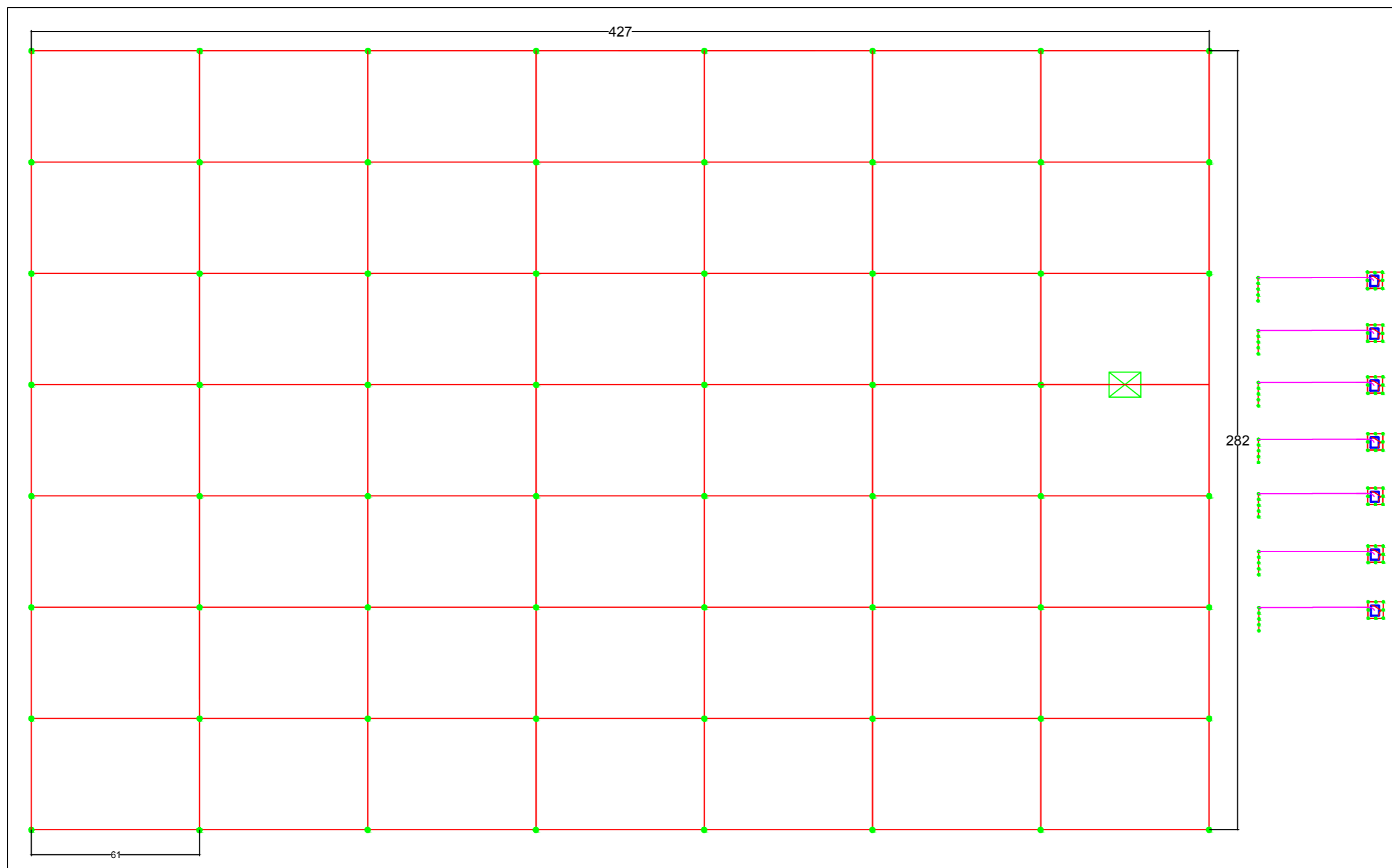




Adrián Cabrera

Proyecto: Proyecto de instalación fotovoltaica, 10,31MW para la generación de energía eléctrica en Tiscamanita

Plano:
Planta

Escala: 1/2450



LEYENDA	
	Pica cobrizada de 14mm
	Toma de puesta a tierra



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



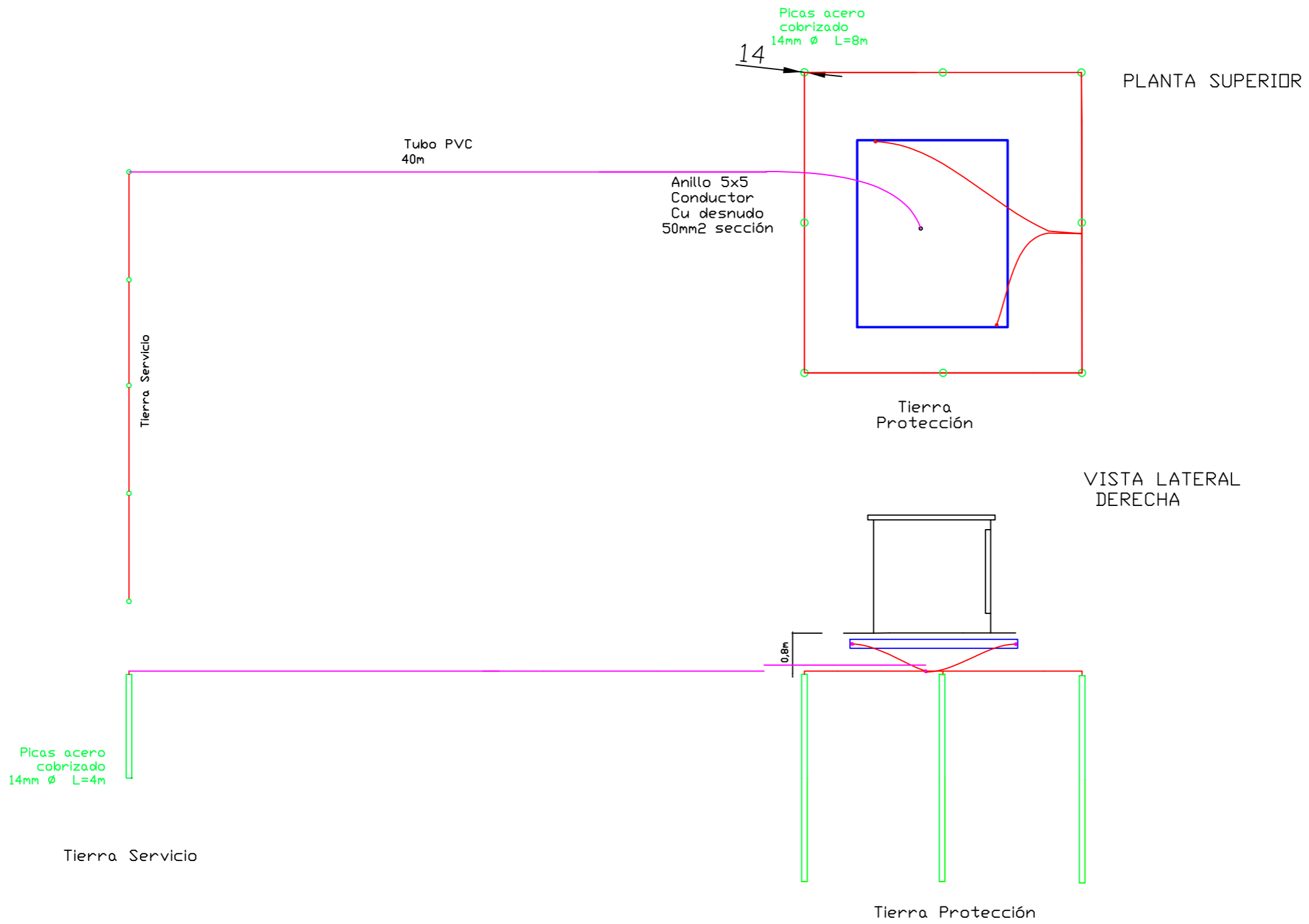
ESCUELA
TÉCNICA
SUPERIOR
INGENIEROS
INDUSTRIALES
VALENCIA

Adrián Cabrera

Proyecto: Proyecto de instalación fotovoltaica, 10,31MW
para la generación de energía eléctrica en Tiscamanita

Plano:
Puesta a tierra

Escala: 1/2450



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA
TÉCNICA
SUPERIOR
INGENIEROS
INDUSTRIALES
VALENCIA

Adrián Cabrera

Proyecto: Proyecto de instalación fotovoltaica, 10,31MW
para la generación de energía eléctrica en Tiscamanita

Plano:

Escala: varias

Puesta a tierra del centro de transformación