



Trabajo final de Carrera

*PROYECTO TÉCNICO DIMENSIONAMIENTO
ELÉCTRICO DE PARQUE FOTOVOLTAICO DE
4MW DE POTENCIA EN LA SIERRA DE
LOARRE (HUESCA)*

Juan Carlos Pérez Castán

Ingeniería Superior en Organización Industrial

Tutor/a: Miquel Caballeria Surinach

Vic, Junio de 1986

Índice

Resumen.....	4
Summary.....	5
1. Introducción.....	6
1.1 Antecedentes.....	7
1.2 Objeto.....	7
1.3 Alcance.....	8
1.4 Identificación.....	8
1.5 Criterios de diseño.....	8
1.6 Reglamentación.....	8
1.7 Sistemas y organizaciones afectados.....	9
1.8 Mejoras a conseguir.....	10
1.9 Breve análisis del marco histórico.....	10
1.10 Las energías renovables.....	11
1.11 La energía solar.....	12
1.12 Breve descripción de la regulación para la compra-venta de esta energía en el mundo.....	13
1.13 Energía solar fotovoltaica en España.....	14
1.14 Descripción de la tecnología a emplear: el efecto fotovoltaico.....	15
1.15 Descripción de los elementos de la instalación con conexión a red.....	16
1.16 Elementos.....	18
1.16.1 Módulos fotovoltaicos.....	18
1.16.2 Inversor DC-AC.....	20
1.16.3 Transformadores BT-MT.....	22
1.16.4 Celdas de media tensión.....	22
1.16.5 Material auxiliar.....	23
2. Condiciones energéticas del emplazamiento.....	24
2.1 Estudio energético.....	25
2.2 La radiación solar.....	25
2.3 Emplazamiento.....	26
2.4 Condiciones geológicas.....	28
2.5 Condiciones climatológicas.....	29
2.6 La producción del sistema fotovoltaico.....	32
2.6.1 Pérdidas en el sistema.....	32
2.7 Horas equivalentes de sol (HES) y performance ratio (PR).....	34
3. Disposición de los captadores.....	36
3.1 Elección y justificación de los paneles elegidos.....	37
3.2 Orientación e inclinación de los módulos.....	39
3.3 Cálculo de sombras.....	44
3.3.1 Cálculo de sombras en paneles.....	44
3.3.2 Cálculo de sombras en edificios.....	46
3.4 Estructura soporte de los paneles.....	46
4. Desarrollo eléctrico.....	50
4.1 Dimensionamiento de la instalación.....	51
4.1.1 Cálculos previos según características de los paneles.....	51
4.1.2 Elección del inversor.....	54
4.1.3 Dimensionamiento transformadores MT-BT.....	60
4.1.4 Envoltura prefabricada de hormigón.....	66
4.1.5 Celdas de media tensión.....	69
4.1.6 Material auxiliar.....	72
4.1.7 Justificación bloques modulares 2MW.....	73



4.2 Cálculos eléctricos.....	74
4.2.1 Estudio de posibles soluciones técnicas.....	74
4.2.2 Dimensionado del cableado.....	79
4.2.3 Tramos de cableado.....	82
4.2.3.1 Módulos solares a combiner box.....	82
4.2.3.2 Caja de conexión combiner box a entradas MPPT´s inversor.....	86
4.2.4 Puesta a tierra del campo fotovoltaico.....	91
4.2.5 Cálculo de secciones en corriente alterna.....	91
4.2.6 Diseño de las protecciones en corriente continua.....	92
4.2.6.1 Diseño de las protecciones primarias (combiner boxes).....	92
4.2.6.2 Componentes de las combiner boxes.	93
4.3. Centro de inversores y transformación.	95
4.3.1 Cálculo del pozo apagafuegos.....	96
4.3.2 Cálculo de ventilación.....	96
4.3.2.1 Cálculo de ventilación centro de inversores y centro de transformadores.....	96
4.3.3. Cálculo de iluminación.....	98
4.3.3.1 Alumbrado de uso normal.....	98
4.3.3.2 Alumbrado de emergencia.....	101
5. Estudio viabilidad económica.....	102
5.1 Presupuesto general.	103
5.2 Resumen.....	110
5.3 Análisis económico.....	111
5.4 Producción de energía eléctrica estimada.....	111
5.5 Ingresos.....	112
5.6 Pérdidas directas.....	114
5.7 Payback.....	115
5.8 TR, VAN y TIR.....	117
5.9 Análisis de resultados.....	119
5.10 Conclusión.....	118
6. Conclusión final.....	119
7. Bibliografía.....	120
8. Anexo 1. Pliego de condiciones.....	121
8.1 Objeto del pliego.....	122
8.2 Pliego de condiciones de índole legal y económica.....	124
8.3 Especificaciones que deben satisfacer los materiales y equipos.....	127
8.4 Especificaciones de la ejecución de la obra.....	130
8.5 Contrato de mantenimiento de la instalación fotovoltaica.....	140
8.6 Garantía de la instalación fotovoltaica.....	141
9. Anexo 2. Documento estudio de seguridad y salud.	142
9.1 Objeto.....	142
9.2 Metodología.....	142
9.3 Identificación de los riesgos en tareas.....	142
9.4 Identificación de los riesgos en herramientas.....	155
9.5 Identificación de los riesgos en maquinaria.....	156
9.6 Señalización.....	158
9.7 Conclusiones.....	158
10. Anexo 3. Características técnicas de los equipos.	159

10.1 Módulos fotovoltaicos.....	160
10.2 Estructura soporte.	161
10.3 Envoltentes centro de inversores y transformación.	162
10.4 Inversor.....	163
10.5 Transformador.....	164
10.6 Servicios auxiliares.....	165
10.6.1 Extractores.....	165
10.6.2 Alumbrado y fuerza.....	166
10.6.3 Sonda de temperatura.....	167
10.6.4 Conectores MT.....	168
10.6.5 Transformadores de Medida. Tensión e Intensidad.	169
10.6.6 Autotransformador SSAA.....	170
10.7 Protecciones eléctricas.....	171
10.7.1 Protecciones en corriente continua para las Combiner Box.....	171
10.7.2 Interruptor de corte por seccionador + fusibles.	172
10.7.3 Protectores contra Sobretensiones transitorias Tipo1 y 2.	173
10.7.4 Envoltente Combiner Box.	175
10.8 Protecciones de corriente alterna en MT.....	175
10.8.1 Celdas MT.....	175
10.8.2 Relé protección celdas MT.	176
10.9 Cable DC.....	177
10.10 Cable AC.....	178
11. Anexo 4. Cálculos irradiación PVGIS.....	179
11.1 Estimación de la Irradiación incidente.....	180
11.2 Rendimiento.....	181
11.3 Enero.....	182
11.4 Febrero.....	183
11.5 Marzo.....	184
11.6 Abril.....	185
11.7 Mayo.....	186
11.8 Junio.....	187
11.9 Julio.....	188
11.10 Agosto.....	189
11.11 Septiembre.....	190
11.12 Octubre.....	191
11.13 Noviembre.....	192
11.14 Diciembre.....	193
10. Anexo 5. Planos.....	194
10.1 Detalle mesa paneles.....	195
10.2 Planta parque FV completo.....	196
10.3 Unifilar string a invertir.....	197
10.4 Centro de seccionamiento.....	198
10.5 Centro de inversores.....	199
10.6 Detalle ubicación edificios.....	200
10.7 Centro de transformadores.....	201



Resumen.

El modelo de desarrollo económico desde hace ciertas décadas, tal y como lo conocemos está basado en el uso masivo de recursos energéticos de origen fósil, lo cual conlleva a un fuerte impacto medioambiental muy negativo además de unos desequilibrios socioeconómicos importantes haciéndolo completamente insostenible tanto a medio como largo plazo.

En 1987, este modelo quedo en entre dicho dando pie a un cambio significativo gracias al informe Brundtland, el cual proponía un cambio de visión a escala global hacia el concepto de desarrollo sostenible, como “El desarrollo que satisface las necesidades del presente sin comprometer la capacidad de las futuras generaciones para satisfacer sus propias necesidades”. En resumidas cuentas, este informe basaba sus fundamentos en tres pilares para garantizar de manera simultánea: el crecimiento económico, el progreso social y el uso racional de los recursos.

La Energía solar, es la energía obtenida mediante la captación de la luz y el calor emitidos por el sol.

Es una de las llamadas energías renovables particularmente del grupo no contaminante, conocido como energía limpia o energía verde.

La energía solar fotovoltaica se considera como la conversión directa de la luz solar en electricidad, mediante un dispositivo electrónico denominado “célula solar”. La conversión de la energía de la luz solar en energía eléctrica es un fenómeno físico conocido como “efecto fotovoltaico”.

El objetivo principal del presente proyecto es el diseño técnico y estudio de la viabilidad económica que supone el desarrollo y construcción para la implantación de un parque solar fotovoltaico de 4 MW de potencia en un entorno completamente rural en la zona de la Sierra de Loarre ubicada en la provincia de Huesca.

Se va a realizar el desarrollo técnico oportuno partiendo de la implantación de captadores planos y fijos en base al cálculo de irradiación solar en la zona y por consiguiente, se desarrollará el cálculo de las infraestructura eléctrica necesaria tanto en Baja como en Media tensión incluyendo el sistema de transformación para dar servicio a la red. Siempre basándonos en la normativa vigente oportuna.

La finalidad establecida y concluyente de este proyecto como objetivo destacable, aparte de conseguir la viabilidad en cuanto a desarrollo técnico y económico del mismo, incluye el estudio de la optimización de los recursos para que este tipo de proyectos suponga para los inversores una atracción novedosa así como beneficiosa en los tiempos que corren en nuestro país, no solo en el ámbito económico sino medioambiental, ya que el crecimiento de este tipo de construcciones ayudan a la disminución del consumo de energía procedente de otro tipo de centrales generadoras mucho más perjudiciales para el medio ambiente, dado que aportan al mismo un elevado número de sustancias contaminantes y destructivas, sin nombrar el importante ahorro en cuanto a la emisión de partículas de CO₂ a la atmosfera para apoyar las pautas establecidas en el propio protocolo de Kioto.



Summary.

Since some decades, our well known economic development model is based on the massive consumption of fossil based fuels, which strongly and negatively impacts the environment as well as it generates a relevant socioeconomic unbalance. For all this reasons this economic development model is unsustainable in the mid and long term.

In 1987 this model was challenged by the Brudtland report. It proposed a global turn towards a sustainable development concept: "A new development that matches our current needs without compromising the capacity of future generations to satisfy their own". Going to the point, this report based its cornerstones in three big areas of interest to succeed: economic growth, social achievements and rational usage of limited resources.

We also know that solar power is the energy obtained through the light and heat that the Sun generates. It is one of the non-contaminant renewable energy sources, specifically known as clean energy or Green energy.

The photovoltaic solar energy is able to convert direct Sun light into electricity through an electronic device known as "solar cell". The conversion of the Solar light energy into electric energy is a process called "photovoltaic effect".

The main objective of our project is to focus on the technical design and on the study of the economic viability of the implementation of a photovoltaic solar park of 4MW in a completely rural environment like the one of the Sierra de Loarre (Huesca, Spain).

We will do the right technical approach starting from the implementation of fixed collectors based on the local solar irradiation calculus. Then we will calculate the required electric infrastructure of low and medium electric voltage including the transformation system to ensure a viable network. All this will be based on the current legal regulations.

Our goal is to achieve the technical development viability as well as the economics of the project, optimizing resources to promote the revolution that will attract and encourage angel investors to develop these kind of projects in a moment for Spain of big challenges. Developing these projects will help not only in the economic stage but also in the environmental one because these kind of platforms support the decrease of the energetic consumption of not-clean energies (more dangerous for the nature because of the high contaminant compounds and the high concentrations of emitted CO₂ to the atmosphere). All these changes will support the Kioto protocol.



1. INTRODUCCION.



1.1 Antecedentes

A día de hoy, por la forma en la que la mayoría de nosotros desarrollamos nuestra vida, no podemos concebir no disponer de ciertas comodidades básicas del día a día, sin un uso continuo de energías. Como es conocido, un alto porcentaje de esta demanda de energía es cubierta mediante combustibles fósiles de los cuales se disponen cantidades limitadas por lo que se hace imprescindible el planteamiento de nuevas formas de energía ilimitadas y que se renueven de forma natural para solucionar el problema energético a medio y largo plazo ante un eventual agotamiento de dichos combustibles fósiles.

A partir de dicha necesidad, se plantean las energías alternativas, dado que se conciben como la llave de un futuro energético más limpio, eficaz, seguro y autónomo en el que se satisfacen las necesidades de hoy sin comprometer el mañana.

Bajo estas condiciones se ha considerado la redacción de este proyecto por el cual se diseña una planta de generación solar fotovoltaica conectada a la red de distribución pública, situada en la provincia de Huesca (España).

Ante la necesidad de evacuar la energía eléctrica producida por dicha planta para su posterior venta sobre la compañía Endesa – ERZ Distribución S.L.U, se requiere el diseño de una línea eléctrica de enlace con la línea de distribución de la compañía. Previamente es necesario elevar la tensión proporcionada por los inversores, en un centro de transformación, para adecuarla a la tensión de la red de distribución.

1.2 Objeto

El objeto de este proyecto consiste en realizar un estudio técnico-económico completo para comprobar la viabilidad de una central solar fotovoltaica con una potencia nominal de 4 MW, que estará conectada a la red de distribución eléctrica de la Compañía Endesa-ERZ Distribución S.L.U. de media tensión, en Loarre (Huesca).

La totalidad de la producción de energía eléctrica se venderá a la Compañía Endesa-ERZ Distribución S.L.U.

La vida útil del proyecto se estima en 25 años. No obstante, al término de este periodo se evaluará mantener en operación la planta, pudiendo ser su vida útil alargada sensiblemente hasta los 30 años.

El análisis financiero de inversiones, costes y gastos, permite demostrar la viabilidad económica o no de la misma.

Aunque la zona de instalación, anteriormente mencionada, no es extremadamente atractiva por las condiciones de horas de sol y de radiación recibida, la razón principal por la que dicho emplazamiento es elegido radica en la posesión de una parcela por parte del municipio y que se encuentra carente de explotación en la actualidad. Asimismo, al ser una zona sin ningún valor natural o paisajístico en ese punto exacto, la colocación masiva de paneles no va a tener ningún impacto medioambiental, ni va a necesitar prácticamente gastos de integración en el entorno.

Como se puede observar en el estudio de viabilidad del presente proyecto, actualmente, no es en absoluto atractiva la inversión que dicho proyecto ocasiona debido, principalmente, a los sistemas de retribución de la energía eléctrica generada por las centrales fotovoltaicas en España. Por consiguiente, no se estima una ejecución a corto plazo del proyecto en cuestión aunque no se descarta que pueda ser llevado a cabo en un futuro, una vez la situación del sector fotovoltaico español comience a mejorar.

El grado de desarrollo tecnológico e infraestructuras existentes (redes de distribución eléctrica, carreteras, existencias de equipamiento y material “in situ” de adquisición inmediata, disposición de mano de obra cualificada, etc.) facilita los trabajos de transporte, adquisición, instalación y conexión, tanto del equipamiento específico de la central, como del relativo a servicios, disminuyendo los costes por estos conceptos.

La inversión a realizar no es excesivamente elevada, sin embargo, tendremos que probar si realmente podemos obtener una rentabilidad interesante o por el contrario



vamos a tener que esperar a que existan importantes cambios en la política de ayudas a este tipo de energía.

Con independencia del punto de vista de rentabilidad, con este proyecto se pretende potenciar el aprovechamiento de recursos renovables de la zona para la producción de una energía limpia y que ayude a la disminución de la generación de energía por las actuales fuentes de energía convencionales contaminantes para los habitantes de la villa de Loarre y sus alrededores.

1.3 Alcance

Se va a determinar la viabilidad técnica y el atractivo económico del proyecto mencionado, debido al deseo de aprovechamiento de una parcela situadas en la localidad oscense de Loarre, siendo estas pertenecientes al propietario del proyecto, El Ilmo. Ayuntamiento de Loarre.

El estudio analiza técnicamente este tipo de instalaciones teniendo en cuenta la situación actual del sector fotovoltaico propio del país, España, donde tiene lugar la planta.

1.4 Identificación

- PROMOTOR: Ha sido solicitada la redacción del presente documento por el Ilmo. Ayuntamiento de, con localización en Plaza Moya nº 3 C.P 22809, Loarre (Huesca)
- EMPLAZAMIENTO: Ctra. del Castillo KM 6.5, Loarre C.P. 22809 (Huesca).
- TITULAR: D. Alejandro González García
- TÉCNICO AUTOR DEL PRESENTE DOCUMENTO: D. Juan Carlos Pérez Castán.

1.5 Criterios de diseño

Este proyecto de viabilidad se ha definido de acuerdo a las normas y reglamentos vigentes de aplicación para estas instalaciones, en particular las siguientes:

- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, por la que se regula la actividad del sector eléctrico español.
- Respecto a cuestiones eléctricas, nos basaremos en el REBT para el diseño de la infraestructura eléctrica de BT y en el RLAT para el diseño de la infraestructura eléctrica de MT.

1.6 Reglamentación

Se hace constar la aplicación de los siguientes reglamentos y normativa tanto de obligado cumplimiento como de simple recomendación, para este tipo de instalaciones:

- Ø Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITCRAT 01 a 23.
- Ø Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión. Incluye el suplemento aparte con el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC) BT 01 a BT 51.
- Ø Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Líneas Eléctricas de Alta Tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-LAT 01 a 09.
- Ø Ley de Regulación del Sistema Eléctrico. Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico en sus apartados 6, 7, 21 y 23).

- Ø Ley de Regulación del Sistema Eléctrico. Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Ø Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.
- Ø Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la Actividad de Producción de Energía Eléctrica en Régimen Especial.
- Ø Real Decreto 1110/2007 donde se refleja el Reglamento unificado de puntos de medida.
- Ø Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Ø Norma UNE, publicadas por la Asociación Española de Normalización de las cuales son de obligado cumplimiento las que marca el REBT.
- Ø Normas particulares y de normalización de la Compañía Suministradora de Energía Eléctrica, ENDESA – ERZ DISTRIBUCIÓN S.L.U.
- Ø Circulares emitidas por el Ministerio de Industria con posterioridad a la publicación del reglamento y disposiciones de la Diputación General de Aragón.
- Ø Condiciones impuestas por los Organismos Públicos afectados y Ordenanzas Municipales.

1.7 Sistemas y Organizaciones afectados

SISTEMA	ORGANIZACIÓN	APLICA	DESCRIPCIÓN
Obra civil		Si	Cimentaciones de los soportes. Vallado perimetral. Losas de apoyo. Zanjas para cableado
Instalación eléctrica		Si	Cableado de las diferentes partes. Conexionado y entubado. Línea de media tensión Puesta en marcha.
Comunicaciones		Si	Sistemas de monitorización a tiempo real.
Seguridad		Si	Sistemas de detección de intrusos y alarmas
Mantenimiento de la Instalación		Si	Control de plagas y vegetación. Limpieza de los equipos.
	Ayuntamiento de Loarre	Si	Licencias.
	ENDESA-DISTRIBUCION SLU ERZ	Si	Venta de la energía generada.
	Propietarios de tierras colindantes	Si	Impacto visual. Apoyo de línea de media tensión en su propiedad

Tabla 1.1.7. Sistemas y organizaciones afectadas.



1.8 Mejoras a conseguir

Uno de los objetivos prioritarios del presente proyecto, es el de integrar energías renovables al sistema eléctrico español ante lo establecido en la Conferencia Europea de Berlín (2004) donde se recomendaba cubrir un 20% del consumo de energía mediante energías renovables.

Además, se pretende fomentar la construcción de instalaciones fotovoltaicas a lo largo del territorio nacional, con el objetivo de conseguir aumentar tanto el crecimiento económico como tecnológico del sector.

Para concluir, diremos que la finalidad de la instalación es la captación de la irradiación solar, la cual, mediante un sistema de conversión y transformación, permita que la electricidad generada pueda ser vendida a la compañía distribuidora, ERZ – Endesa (Grupo ENEL) y así considerar dicho municipio como un ejemplo de localidad sostenible energéticamente.

1.9 Breve análisis del marco histórico

El modelo de desarrollo económico desde hace ciertas décadas, tal y como lo conocemos está basado en el uso masivo de recursos energéticos de origen fósil, lo cual conlleva a un fuerte impacto medioambiental muy negativo además de unos desequilibrios socioeconómicos importantes haciéndolo completamente insostenible tanto a medio como largo plazo.

En 1987, este modelo quedo en entre dicho dando pie a un cambio significativo gracias al informe Brundtland, el cual proponía un cambio de visión a escala global hacia el concepto de desarrollo sostenible, como “El desarrollo que satisface las necesidades del presente sin comprometer la capacidad de las futuras generaciones para satisfacer sus propias necesidades”. En resumidas cuentas, este informe basaba sus fundamentos en tres pilares para garantizar de manera simultánea: el crecimiento económico, el progreso social y el uso racional de los recursos.

Actualmente, es impensable imaginar un futuro en el cual puedan aparecer problemas de suministro energético, por ejemplo como la posible indisponibilidad del suministro eléctrico, dada nuestra incondicional dependencia respecto a este tipo de servicio.

En estos momentos, nuestra visión energética global respecto a un cercano futuro, plantea la igualdad de condiciones en todos los países de cada continente que se encuentran en proceso de desarrollo, por lo que en un corto/medio plazo deberían de alcanzar un estatus similar al de los países ya desarrollados con la utilización de los recursos disponibles en su entorno.

Tal y como sabemos, llegados a este punto, el nivel de consumo actual de los países desarrollados no permite asegurar el abastecimiento futuro de energía ni tampoco facilita el acceso a la energía de los países en desarrollo.

Por ello, una de las principales políticas energéticas a nivel internacional es asegurar la sostenibilidad del suministro energético mediante el cambio de dicho modelo energético y dentro de ella, uno de sus principales objetivos es la política de fomento en cuanto a las energías renovables. Por tanto, para conseguir dicha sostenibilidad se realizó uno de los más importantes convenios marco de las naciones unidas sobre el cambio climático, lo que supuso la elaboración del famoso Protocolo de Kioto cuyos objetivos son tres; reducir las emisiones al coste más efectivo posible, facilitar a los países desarrollados el cumplimiento de los compromisos de reducción de emisiones y contribuir al desarrollo sostenible de los países en desarrollo mediante la transferencia de tecnologías limpias.

1.10 Las Energías Renovables

Sobre la década de los años 1970, surgió un movimiento proclive a la investigación sobre los tipos de energías renovables como una alternativa a las energías tradicionales, dada su garantía de capacidad de disponibilidad tanto presente como futura (a diferencia de los combustibles fósiles que precisan miles de años para su formación) además de su menor impacto ambiental, principalmente por este motivo se les denominaron energías alternativas. A día de hoy muchas de estas energías no son una alternativa sino una realidad.

Una de las principales ventajas de este tipo de energías es que son energías limpias, debido a su diversidad y abundancia prácticamente ilimitada. Se considera que el Sol abastecerá estas fuentes de energía (radiación solar, viento, lluvia, etc.) durante los próximos cuatro mil millones de años. La primera ventaja de una cierta cantidad de fuentes de energía renovables es que no producen gases de efecto invernadero ni otras emisiones, contrariamente a lo que ocurre con los combustibles, sean fósiles o renovables. Algunas fuentes renovables no emiten dióxido de carbono adicional, salvo los necesarios para su construcción y funcionamiento, y no presentan ningún riesgo suplementario, tales como el riesgo nuclear.

Sin embargo, debemos tener en cuenta que este tipo de energías también disponen de inconvenientes que principalmente son:

- Su naturaleza difusa, puesto que ciertas fuentes de energía renovables proporcionan una energía de una intensidad relativamente baja, distribuida sobre grandes superficies, son necesarias nuevos tipos de “concentraciones” para convertirlas en fuentes utilizables.

- La irregularidad, la producción de energía eléctrica permanente exige fuentes de alimentación fiables o medios de almacenamiento. Así pues, debido al elevado coste del almacenamiento de la energía, un pequeño sistema autónomo resulta raramente económico, excepto en situaciones aisladas, cuando la conexión a la red de energía implica costes más elevados.

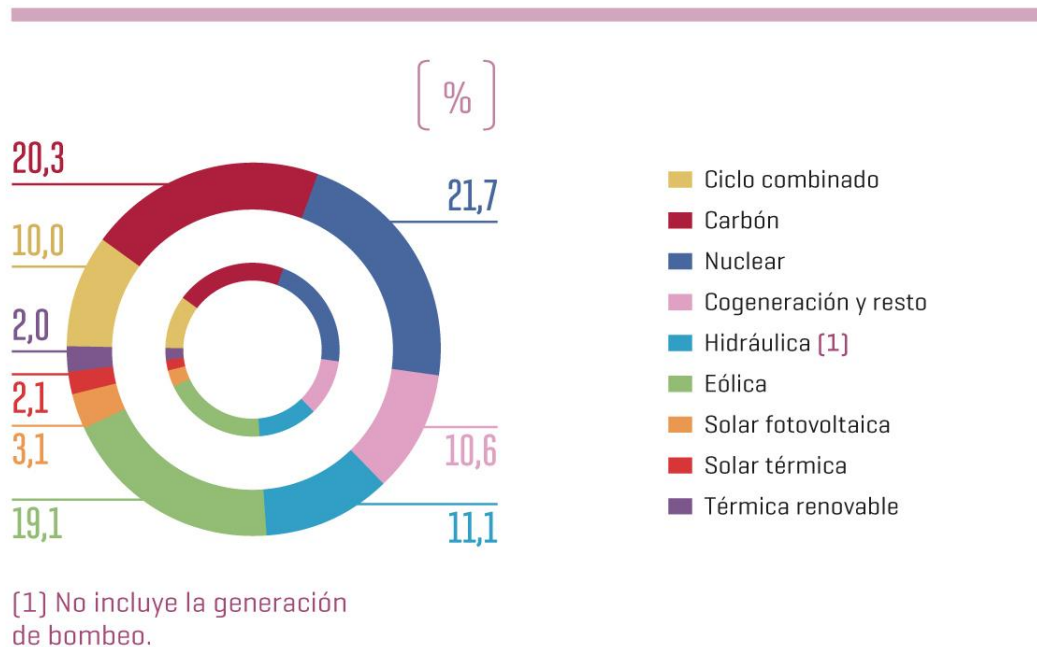


Figura 1.1.10: Cobertura de la demanda anual de energía eléctrica por tecnologías 2015.

Fuente: REE.

En España, actualmente aproximadamente 37% de la energía demandada por los consumidores es producida por energías renovables de las cuales, las más importantes son eólica y la hidráulica.

1.11 La energía solar

La Energía solar, es la energía obtenida mediante la captación de la luz y el calor emitidos por el sol.

Es una de las llamadas energías renovables particularmente del grupo no contaminante, conocido como energía limpia o energía verde.

La potencia de la radiación varía a lo largo de cada momento del día, las condiciones atmosféricas que la amortiguan y la latitud. Se puede asumir que en buenas condiciones, la radiación incidente por unidad de superficie es de aproximadamente 1000 W/m² en la superficie terrestre. A este valor se le conoce como irradiancia.

La radiación es aprovechable en sus componentes directa y difusa, o en la suma de ambas. La radiación directa es la que llega directamente del foco solar. Sin reflexiones o refracciones intermedias. La difusa es la emitida por la bóveda celeste diurna gracias a los múltiples fenómenos de reflexión y refracción solar en la atmósfera, en las nubes y el resto de elementos atmosféricos y terrestres. La radiación directa puede reflejarse y concentrarse para su utilización, mientras que no es posible concentrar la luz difusa que proviene de todas las direcciones. La irradiancia directa normal (o perpendicular a los rayos solares) fuera de la atmósfera, recibe el nombre de constante solar y tiene un valor medio de 1354 W/m² (que corresponde a un valor máximo en el perihelio de 1395 W/m² y un valor mínimo en el afelio de 1308 W/m²).

La energía solar fotovoltaica se considera como la conversión directa de la luz solar en electricidad, mediante un dispositivo electrónico denominado “célula solar”. La conversión de la energía de la luz solar en energía eléctrica es un fenómeno físico conocido como “efecto fotovoltaico”. Presenta características peculiares entre las que se destacan:

- Elevada calidad energética
- Pequeño o nulo impacto ecológico
- Inagotable a escala humana

Este tipo de energía permite un gran número de aplicaciones, ya que puede suministrar energía en emplazamientos aislados de la red (viviendas aisladas, faros, postes SOS, bombes, repetidores de telecomunicaciones, etc.) o mediante instalaciones conectadas a la red eléctrica, que pueden ser de pequeño tamaño (instalación en vivienda individual) o centrales de gran tamaño (en España existen proyectos de hasta 48 MW de potencia y en otros países como Arabia Saudí los hay de hasta 200MW).

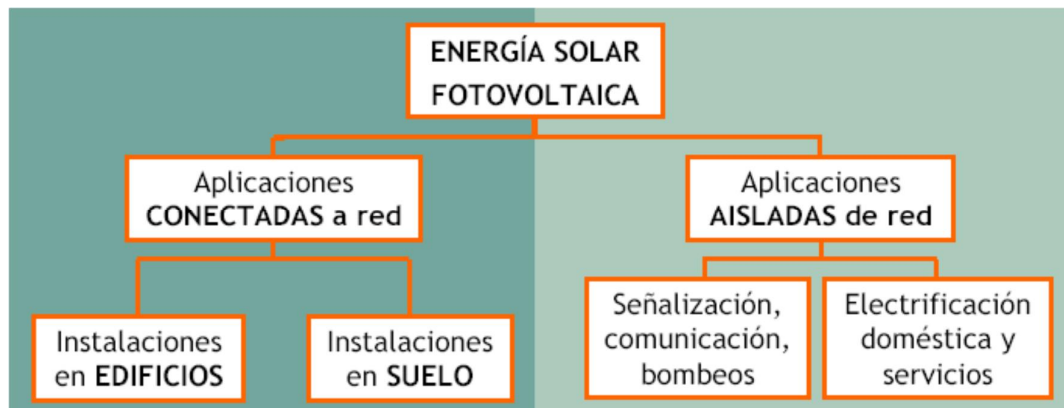


Figura 1.1.11: Aplicaciones de la energía solar fotovoltaica.



Un punto importante que debemos destacar es que cada kWh generado con energía solar fotovoltaica evita la emisión a la atmósfera de aproximadamente 1kg de Ca, en el caso de comparar con generación eléctrica con carbón, o aproximadamente 0,4kg de CO₂ en el caso de comparar con generación eléctrica con gas natural. Esto es de gran ayuda para la reducción de emisiones que se propone en el Protocolo de Kioto citado anteriormente.

1.12 Breve descripción de la regulación para la compra-venta de esta energía en el mundo.

Realizando una breve descripción del estado actual respecto a las modalidades de compra-venta de energía procedente de fuentes renovables a nivel internacional, existen básicamente estos tipos de regulaciones y acuerdos de compra-venta de energía regulados por operadores independientes, como son a Tarifa Fija, como el FIT (Feed in Tariff), el más antiguo, o PS (Premium system) utilizado en España, Holanda y Dinamarca, donde los generadores de renovables tienen derecho a vender toda su producción a la red respectivamente a un precio fijo / precio base que es variable en función de las primas (donde en el caso español ha sufrido importantes caídas), y por otro lado, los basados en cuotas dadas por licitaciones gubernamentales, denominados RPS (Renewable portfolio standard), utilizados en Italia, UK y Bélgica, donde el precio lo determina el mercado. Sin embargo, también existen otro tipo de caso autorregulados a 3 bandas, entre particulares y el operador de la red, denominados contratos PPA (Power Purchase Agreement), que son un tipo de contrato entre el promotor de la planta y el consumidor o grupo de consumidores energéticos en el que se comprometen por un largo periodo de tiempo, (normalmente la previsión de explotación de la planta), para estar vinculados en la compra-venta de la energía. Este sistema es utilizado principalmente en América.

A día de hoy, a pesar que en nuestro país nos encontramos con una política energética bastante negativa en lo que se refiere a la inversión en el ámbito de las renovables, (quizás debido al receso económico o a la cada vez mayor influencia de las grandes compañías eléctricas en las decisiones gubernamentales), nos encontramos en un proceso prácticamente de estancamiento para la explotación de este tipo de energías.

A pesar de ello, existe una previsión de futuro a muy corto plazo (varios años vista), donde dado el gran avance tecnológico que hemos tenido estos últimos años, (desde el aumento de la eficiencia de los elementos principales que componen la infraestructura eléctrica hasta la optimización del enfoque del desarrollo tanto de la ingeniería como de la construcción, hemos llegado a un punto en el cual prácticamente hemos alcanzado el break-even point (punto muerto) para este tipo de energía, sin nombrar que es destacada actualmente como una de la más respetuosas con el medio ambiente.

El alcance de este punto muerto significa que, a día de hoy, podemos prescindir de cualquier tipo de ayuda o subvención estatal de ningún tipo, por lo cual el precio de venta de este tipo de energía, considerando los rendimientos actuales de los elementos que lo componen y los avances tecnológicos existentes para las plantas de nueva construcción, puede entrar directamente a operar y vender directamente al Pool eléctrico operado por OMEL (caso nacional), lo que significa un muy importante avance respecto a la competitividad que nos ofrece este tipo de energía.

1.13 Energía solar fotovoltaica en España

El recurso solar es abundante en España, que dispone de condiciones muy adecuadas para la energía solar fotovoltaica, con áreas de alta irradiación. La situación respecto a otros países europeos como Alemania es comparativamente muy favorable.

La principal característica de este recurso es estar disponible en toda la superficie al mismo tiempo, estando no obstante condicionado por las sombras de elementos naturales y artificiales y por las particulares condiciones climáticas de cada área geográfica.

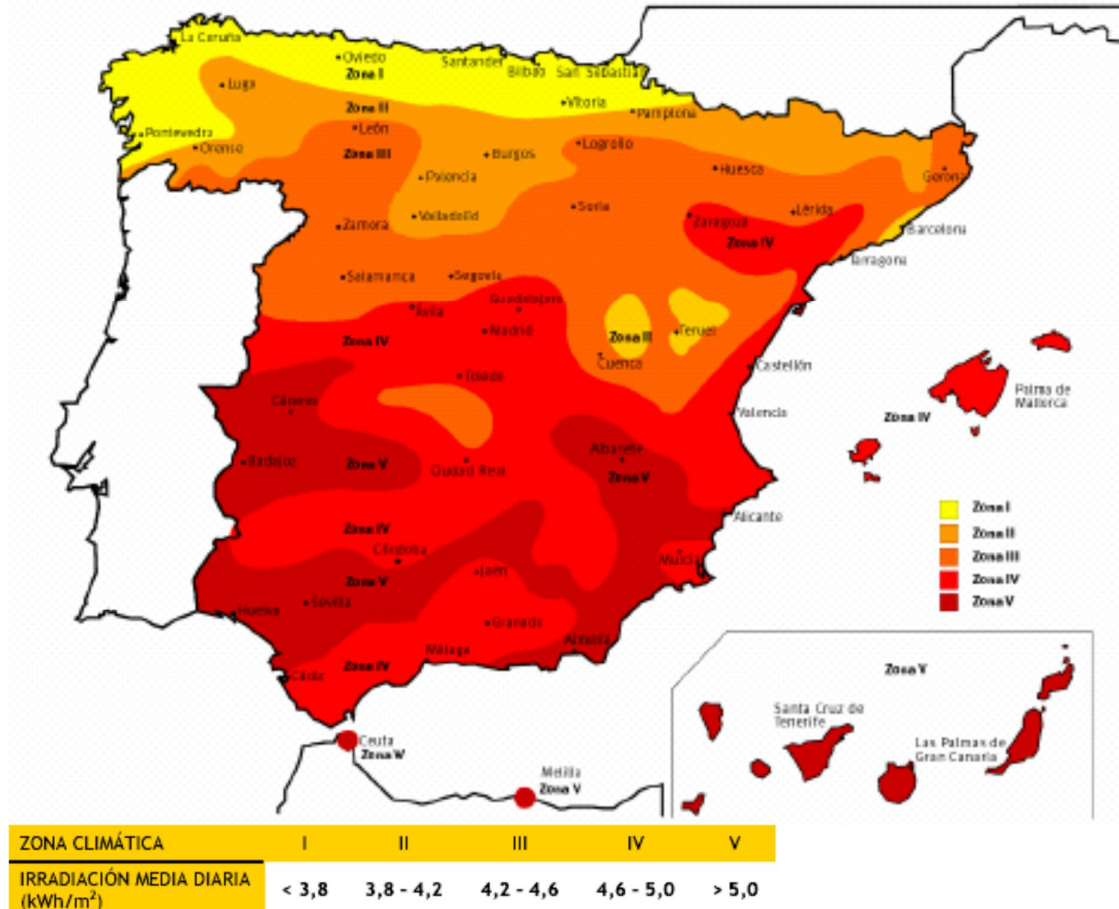


Figura 1.1.13: Recurso solar en España.

Fuente: IDAE.

Con motivo de alcanzar los objetivos dictados por el Protocolo de Kioto y reforzar la política de energías limpias en España, se elaboró el Plan de Fomento de las Energías Renovables en España 2000-2010, el cual mostraba que aproximadamente el 12,1% de la energía primaria consumida en 2010 sería proporcionada por las energías renovables, debido a esta frontera ambiciosa hubo de revisarse dicho plan en 2004 y se creó el Plan de Fomento de las Energías Renovables 2005-2010 el cual establecía una cifra de 400MW de potencia instalada de este tipo de energía, sin embargo, A partir del 2011 no existe cupo extra, y el cupo base se incrementa en el mismo porcentaje que se reduzca la tarifa para cada tipología de instalación definida.

Se establecen dos tipologías de instalaciones: las que se aplican sobre edificaciones y el resto, cada una con sus cupos y tarifas.

La tipología de instalaciones sobre edificaciones contempla dos subgrupos: las menores de 20 kW y las que tienen entre 20 kW y 2 MW. La otra tipología reúne el resto de

instalaciones no instaladas sobre edificaciones urbanas y que permite un máximo de 10 MW. Las tarifas van descendiendo un 10% anual según se cubran los cupos asignados. Por lo que, después de esta fecha y hasta el día de hoy, se puede decir que no existe ningún tipo de apoyo en nuestro territorio para su fomento, quedando únicamente la posibilidad de venta directa a Pool, lo cual conlleva a la desaparición de este tipo de inversiones dada la precariedad en cuanto a la viabilidad retributiva de dichas inversiones.

A día de hoy, en el sector fotovoltaico, España es uno de los países más desarrollados, ocupando el segundo lugar a nivel europeo y el cuarto a nivel mundial, en potencia anual instalada.

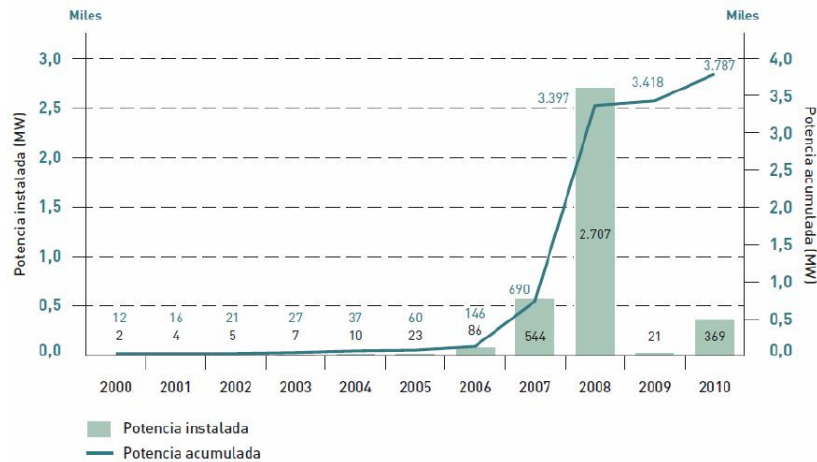


Figura 2.1.13. Potencia instalada y acumulada por año en España.

Fuente REE.

1.14 Descripción de la tecnología a emplear: el efecto fotovoltaico

El efecto Fotovoltaico es la base del proceso mediante el cual una célula FV convierte la luz solar en electricidad. La luz solar está compuesta por fotones, o partículas energéticas. Estos fotones son de diferentes energías, correspondientes a las diferentes longitudes de onda del espectro solar. Los cuales pueden ser absorbidos o reflejados, sin embargo en el primer caso, éstos inciden sobre ciertos materiales denominados semiconductores, los fotones son capaces de transmitir su energía, a los electrones de valencia del semiconductor para que rompan el enlace que les mantiene ligados a los átomos respectivos, quedando un electrón libre para circular dentro del sólido por cada enlace roto. La falta de electrón en el enlace roto, que se denomina hueco, también puede desplazarse libremente por el interior del sólido, transfiriéndose de un átomo a otro debido al desplazamiento del resto de los electrones de los enlaces. Los huecos se comportan en muchos aspectos como partículas con carga positiva de igual magnitud (pero signo contrario) a la del electrón. El movimiento de los huecos y los electrones en direcciones opuestas genera una corriente eléctrica en el semiconductor capaz de circular por un circuito externo. Para separar los electrones de los huecos y así impedir que restablezcan el enlace, se utiliza un campo eléctrico que provoca su circulación en direcciones opuestas, dando lugar a la citada corriente eléctrica.

En las células solares este campo eléctrico se logra en la unión de dos regiones de un cristal semiconductor, de conductividades de distinto tipo. Para células solares de Silicio,

una de las regiones (región tipo “n”) se impurifica con fósforo. El procedimiento se realiza sustituyendo algunos átomos de Silicio por átomos de Fósforo. El silicio como elemento químico cuenta con 14 electrones de los que 4 son de valencia, quedando disponibles para unirse con los electrones de valencia de otros átomos.

El Fósforo cuenta con 5 electrones de valencia. Así de ellos serán utilizados para llevar a cabo los enlaces químicos con átomos adyacentes de Silicio, mientras que el quinto podrá separarse del átomo mediante una estimulación aportada por una fuente externa de energía.

La otra región (región tipo “p”) se impurifica con Boro, que tiene 3 electrones de valencia, por lo que quedará una región con mayor cantidad de huecos que de electrones.

De este modo aparece un campo eléctrico dirigido de la región “p” a la región “n” debido a las diferencias de concentraciones de huecos y electrones.

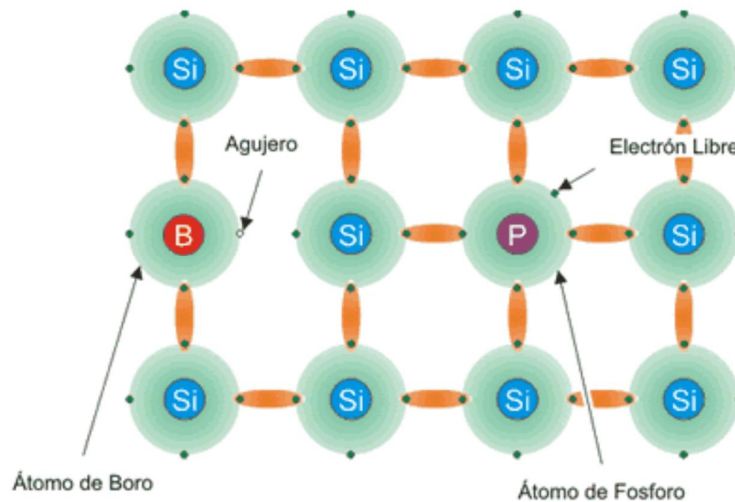


Figura 1.1.14. Estructura atómica células solares
Fuente: Textoscientificos.com

Las propiedades de los materiales semiconductores pueden ser explicadas usando dos modelos:

-Modelo de enlaces: utiliza los enlaces covalentes que unen los átomos de Silicio para describir el comportamiento semiconductor. A bajas temperaturas los enlaces están intactos y el Silicio se comporta como un aislante. A altas temperaturas algunos de los enlaces pueden romperse y la conducción se produce porque los electrones provenientes de los enlaces rotos quedan libres para moverse, y los electrones de los átomos colindantes pueden desplazarse hasta los huecos creados por los enlaces rotos. De este modo se crea un movimiento de cargas negativas y positivas.

-Modelo de bandas: explica el comportamiento del conductor en términos de los niveles energéticos entre la banda de valencia y la banda de conducción. Los electrones en los enlaces covalentes tienen energías correspondientes a la banda de valencia, mientras que en la banda de conducción los electrones están libres. La banda prohibida se corresponde con la energía necesaria para liberar a un electrón de su enlace covalente hacia la banda de conducción donde puede conducir una corriente.

Los huecos producidos conducen en la dirección opuesta en la banda de valencia.

Por lo tanto, si se ilumina una célula que se encuentra conectada a una carga externa, se producirá una diferencia de potencial en dicha carga y una circulación de corriente que sale al circuito exterior por el terminal positivo y vuelve a la célula por el negativo. De este modo la célula se comporta como un generador de energía. Los fenómenos que tienen lugar son:



-Los fotones que inciden sobre la célula con una energía mayor o igual que el ancho de la banda prohibida se absorben en el volumen del semiconductor y se generan pares electrón-hueco que pueden actuar como portadores de corriente. Los fotones con energía inferior al ancho de la banda prohibida atraviesan el semiconductor sin ser absorbidos.

-El campo eléctrico o la diferencia de potencial producidos por la unión p-n son la causa de la separación de los portadores antes de que puedan recombinarse de nuevo. Son la causa de la circulación de la corriente por la diferencia de potencial externa, suministrando así energía a la carga.

1.15 Descripción de los elementos de la instalación con conexión a red:

Módulos fotovoltaicos

El módulo fotovoltaico es una unidad que proporciona el soporte para un número de células fotovoltaicas conectadas eléctricamente. La estructura del módulo protege a las células del medio ambiente y son muy durables y fiables.

Aunque un módulo puede ser suficiente para muchas aplicaciones, dos o más módulos pueden ser conectados para formar un generador FV. Los generadores o módulos fotovoltaicos producen corriente continua (DC) y pueden ser conectados en serie o en paralelo para poder producir cualquier combinación de corriente y tensión. Un módulo o generador FV por sí mismo no bombea agua o ilumina una casa durante la noche.

La elección correcta de los mismos va a condicionar en gran medida la producción final de la instalación. Por ello, se realizará una pequeña introducción a los mismos:

Células fotovoltaicas:

Los módulos están conformados por un conjunto de células fotovoltaicas conectadas eléctricamente que producen corriente eléctrica a partir del efecto fotovoltaico. El rendimiento de conversión, esto es, la proporción de luz solar que la célula convierte en energía eléctrica, es fundamental en los dispositivos fotovoltaicos, ya que el aumento del rendimiento hace de la energía solar FV una energía más competitiva con otras fuentes. Las células solares se fabrican a partir de materiales semiconductores. A continuación vamos a proceder a su clasificación en función del tipo de materiales empleados:

a) Por tipo de material empleado:

a. De material simple: sobre todo Silicio, pero también Germanio y Selenio. El germanio tiene un menor ancho de banda que el Silicio, por lo que es apropiado para la absorción de longitudes de onda mayores, como la luz infrarroja. En el caso de que el material semiconductor sea Silicio, una de las regiones (llamada de tipo n), se impurifica con fósforo (que tiene 5 electrones de valencia, uno más que el silicio). Esta región tendrá una concentración de electrones mucho mayor que la de huecos. La otra región (de tipo p), se impurifica con boro, que tiene 3 electrones de valencia (uno menos que el silicio). Convirtiendo esta región en una zona con mayor número de huecos que de electrones. Esta diferencia entre huecos y electrones es la que crea el campo eléctrico responsable de separar los electrones y huecos extras que se producen cuando la célula está iluminada.

b. De compuestos binarios: CdTe, GaAs, InP, CdS, Cu₂S (materiales de la tabla periódica de los grupos III y IV)

c. De compuestos ternarios: AlGaAs, y compuestos de estructura calcopirita basados en el Cu como el CuInSe₂, CuInS₂ y CuInTe₂. Destacar el primero por su utilidad práctica y buen rendimiento.

d. Otros

b) Por la estructura interna del material:

a. Monocrystalino: Este tipo de celda tiene una estructura cristalina ordenada, con cada átomo idealmente situado en una posición pre-ordenada y muestra un comportamiento predecible y uniforme.

El silicio pasa a través de varios ciclos de filtración intensiva lenta con la energía y los procesos de separación y por lo tanto es el tipo más costoso de silicio, ya que está procesada como un único cristal.

Disponen de buena eficiencia (de las células de Silicio es la que tiene una eficiencia mayor, (entre un 15-21%), mayor vida útil y un mejor rendimiento tanto en condiciones de poca luz como para elevada temperatura que los policristalinos, sin embargo, tienen elevado coste de fabricación debido a la elevada pureza y a la gran cantidad de Silicio empleado, además de su pobre respuesta ante el sombreado parcial de las células.

b. Policristalinos: La estructura interna está formada por multitud de granos o monocristales (por debajo de 1mm) orientados aleatoriamente.

Disponen de un menor rendimiento que los monocristalinos (entre un 13-16%) así como peor respuesta ante altas temperaturas, debido a que las heterouniones en el material causan pérdidas de eficiencia.

Comparable a los monocristalinos en construcción, características eléctricas y durabilidad. Sin embargo, permite reducir costes al bajar el coste de fabricación de las obleas dado que el silicio pasa a través de un menor número de ciclos de filtración intensiva de energía que los procesos de separación de las células monocristalinas. A día de hoy es la tecnología más empleada para grandes plantas generadoras dada su relación rendimiento, calidad y precio. Este tipo de células fueron las primeras en salir al mercado sobre 1981.

c. Amorfo (o lámina delgada): No hay red cristalina alguna y contienen un gran número de defectos estructurales y de enlaces. El material es depositado sobre finas capas que se unen entre sí. A pesar de que el coeficiente de absorción es 40 veces superior al del Silicio monocristalino, su rendimiento es aún menor que en los Policristalinos (8-13%). Pero también su coste de fabricación es menor por lo que es una gran alternativa cuando el espacio no es problema. Estos fueron el primer tipo de células de energía solar que se utilizaron en la aplicación de productos de pequeño consumo. Otra de sus ventajas es que su rendimiento no se ve afectado por las altas temperaturas así como por las sombras además de su mayor capacidad de captación de radiación difusa. Por otro lado, uno de sus principales problemas es que sufre una importante degradación de su rendimiento tras los primeros meses de operación por lo que hay que tenerlo en cuenta de cara a su dimensionamiento.



Figura 1.1.15. Células de Silicio

Fuente: SunflowerSolar

En esta figura se pueden observar tres módulos de Silicio comerciales con distinto tipo de material base: módulo de Silicio monocristalino; módulo de Silicio Policristalino; módulo de Si amorfo.

c) Por la estructura del dispositivo

- a. Homouniones: la unión p-n se crea sobre un único material por difusión de dopantes desde lados opuestos de la célula
- b. Heterouniones: los materiales situados a ambos lados de la unión p-n son diferentes.
- c. Según el número de uniones p-n:
 - i. Dispositivos de unión simple: una única unión
 - ii. Dispositivos multi-unión
- d. Según el número de dispositivos empleados en la misma célula:
 - i. Dispositivos monocélula
 - ii. Dispositivos tándem o en cascada: combinación de dos o más células en una misma estructura con el fin de aprovechar el mayor rango posible del espectro solar. Rendimientos superiores a los monocélula, pero no se han comenzado a comercializar.

d) Por el tipo de aplicación

- a. Células para aplicaciones terrestres sin concentración: o llamadas también de panel plano.
- b. Para integración en edificios.
- c. Para aplicaciones terrestres bajo concentración: en busca del mayor rendimiento de conversión posible. Más caros al añadir concentradores. Muchos modelos necesitan disipadores térmicos o refrigeración. Para instalaciones de gran potencia.
- d. Para aplicaciones especiales.

1.16 Elementos

1.16.1 Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos actúan como base soporte de las células fotovoltaicas, además de otorgarles la protección necesaria mediante el encapsulamiento adecuado. La estructura de los módulos puede observarse en la Figura x.



Figura 1.1.16.1. Estructura de módulo fotovoltaico tipo.

Fuente: UJaen Cursolar

-Cubierta frontal: ha de poseer una elevada transmisión en el rango de longitudes de onda y una baja reflexión de la superficie frontal para aprovechar al máximo la energía solar incidente. A parte, el material ha de ser impermeable, tener buena resistencia al impacto, tener una baja resistividad térmica y ser estable a la exposición prolongada de

rayos UV. Está cubierta frontal, también tiene como función principal, dar rigidez y dureza mecánica al módulo. Los materiales más empleados son acrílicos, polímeros y cristal. Aunque el más empleado suele ser el cristal templado con bajo contenido en hierro, por su bajo coste, elevada transparencia, impermeabilidad y buenas propiedades de auto-limpiado.

- Encapsulante: encargado de dar adhesión entre las células, la superficie frontal y la posterior del módulo. El más utilizado es el EVA (Etilen-Vilín-Acetato).

- Cubierta posterior: debe ser impermeable y con baja resistencia térmica. Suele emplearse una capa de Tedlar, o bien de Tedlar y un segundo vidrio.

-Células solares y sus conectores: estos suelen ser de aluminio o acero inoxidable.

- Los bordes del bloque van protegidos con una funda de neopreno y todo el conjunto va incrustado en un marco de aluminio, adherido con silicona, que le proporciona resistencia mecánica. En la parte posterior del módulo se encuentra la caja de conexiones con dos bornes (positivo y negativo), para permitir el conexionado de los módulos.

Para este proyecto se ha considerado el fabricante Alemán de paneles AEG y modelo AS-P602 260, con 260W de potencia pico. Más adelante, en el apartado 3.1 se justificará el motivo su elección.



Figura 2.1.16.1. Vista posterior módulo fotovoltaico.
Fuente: AEG Solar

1.16.2 Inversor DC-AC

Anteriormente se ha visto que los módulos solares fotovoltaicos generan potencia a partir de la radiación solar que captan y son los encargados de realizar la conversión

DC/AC para poder conectar los generadores fotovoltaicos a la red eléctrica. Sin embargo, los módulos generan unos valores de tensión y corriente continua que depende de la disposición de los paneles, irradiación, sobras, etc..., por lo que, a la hora de entregar la energía eléctrica a la red, es necesario tratarla para que cumpla las características establecidas para inyectarla a dicha red. Esto se realiza gracias a que están constituidos por un sintetizador que accionando un conjunto de interruptores genera una onda de impulsos a partir de la tensión DC, procurando que la señal de salida sea lo más senoidal posible, que en nuestro caso tendrá una frecuencia de 50Hz y unos valores de tensión determinados en función de las características de la red y que a la vez sean compatibles con las características del transformador de MT, Además deberá de filtrarse previamente para eliminar el mayor número de armónicos posible para no crear perturbaciones en a la red de suministro. Una forma de reducir el número de armónicos es sintetizar una onda con mayor número de impulsos, lo que permite disminuir considerablemente el número de armónicos cercanos.

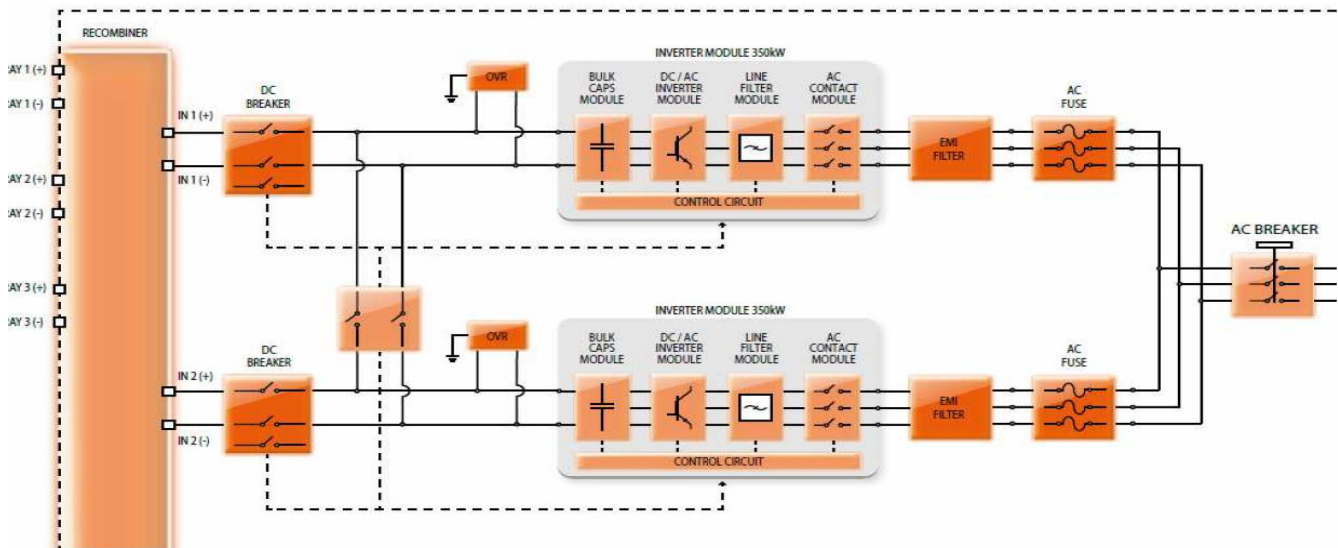


Figura 1.1.16.2. Esquema eléctrico interno de un inversor.
Fuente: SMA

Las instalaciones fotovoltaicas tienen un elevado coste y no pueden permitirse fallos e imprudencias en la explotación de estas instalaciones, por este motivo los inversores son uno de los principales elementos críticos de las plantas, por lo que deben tener un alto rendimiento y fiabilidad. El rendimiento de los inversores oscila entre el 95% y el 99% para grandes potencias, dicho rendimiento es función por un lado del consumo de los filtros de armónicos, pero principalmente depende en función de la variación de la potencia de la instalación, por lo que se intentará que el inversor trabaje con potencias cercanas o iguales a la nominal, puesto que si la potencia de entrada al inversor procedente de los paneles fotovoltaicos varía, el rendimiento disminuye.

Para evitar que el rendimiento disminuya con la variación de la potencia de entrada procedente de los paneles solares, los inversores deben estar equipados con dispositivos electrónicos que permitan realizar un seguimiento del punto de máxima potencia de los paneles, permitiendo obtener la máxima eficiencia posible del generador fotovoltaico en cualquier circunstancia de funcionamiento.

Uno de los parámetros importantes que definen un inversor es el rango de tensiones al cual puede funcionar con mayor rendimiento. Esto es importante, ya que la tensión que suministran los paneles del generador fotovoltaico para entregar la máxima potencia no siempre es la misma, sino varía con la temperatura y si esta tensión aumenta o disminuye conforme disminuye o aumenta la temperatura podemos llegar a tener tensiones a la entrada del inversor superiores o inferiores a la tensión normal de funcionamiento del inversor.

En cuanto a la fiabilidad que debe aportar, un inversor debe estar equipado con protecciones que aseguren tanto el buen funcionamiento de la instalación como la seguridad de la misma.

El inversor que vamos a emplear para el desarrollo de este proyecto será del fabricante Alemán SMA mod. SC1000CP XT. La justificación del uso de este equipo será dada en el apartado 4.1.2.



Figura 2.1.16.2. Imagen vista exterior inversor SC1000CP XT.
Fuente: SMA

1.16.3 Transformadores BT-MT

La evacuación de la energía a la red de distribución se realiza a una tensión de 16 kV (Normalizada en esa zona para la red ERZ-ENDESA).

Para ello es necesario el empleo de transformadores de potencia elevadores, que transformen la tensión de salida de los inversores a la tensión de la red de distribución.

La planta contará con dos (2) transformadores de potencia que realicen esta función. El transformador elegido para este proyecto será un transformador de doble devanado con refrigeración en aceite con las siguientes características:

Estos transformadores cuentan con toda la aparatada de protección necesaria tanto aguas arriba como aguas abajo para su funcionamiento con total seguridad.

La justificación de la elección de transformadores de estas características se desarrolla en el apartado 4.1.3.

Este tipo de transformadores deben de estar diseñados y fabricados de acuerdo al Reglamento Europeo n. 548/2014 de la Comisión de 21 de Mayo de 2014 (ECODESIGN), para ofrecer equipos de alta eficiencia con bajas pérdidas de acuerdo al compromiso con la Eficiencia Energética, Desarrollo Sostenible y Reducción de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI).



Figura 1.1.16.3. Imagen del transformador.
Fuente: EFACEC

1.16.4 Celdas de Media Tensión

Tal y como hemos comentado anteriormente, las celdas de Media Tensión con aislamiento integral en SF6 se localizarán en los centros de seccionamiento y su objetivo es facilitar la operación, maniobra y protección en la parte previa de la evacuación a la red de distribución. Estos equipos quedarán definidos en el apartado 4.1.5.

1.16.5 Material Auxiliar

- Relé:

El relé será el elemento electrónico de protección, según homologación de la Compañía Eléctrica ERZ-Endesa, encargado de realizar las funciones de seguimiento y control de los parámetros de la instalación cuya desviación pueda suponer un problema para la instalación. Estos equipos quedarán definidos en el apartado 4.1.6.

- Transformador Servicios Auxiliares (SSAA)

El motivo de estos elementos es poder dar servicio a todos los equipos eléctricos los cuales precisen de una alimentación directamente en BT, por lo que su relación de transformación en este caso será BT/BT, por un lado quedará alimentada por la salida AC del inversor para así proveer de energía a ciertos equipos auxiliares necesarios para el correcto funcionamiento de la planta. Estos equipos quedarán definidos en el apartado 4.1.6.



2. Condiciones Energéticas del emplazamiento de la instalación.



2.1 Estudio energético

A continuación procederemos a llevar a cabo en este apartado un análisis del comportamiento solar. Cuanto mayor sea el conocimiento de esta fuente inagotable de energía, mayor será el aprovechamiento que podrá realizarse de la misma.

En este aspecto deberemos de tener en cuenta dos elementos a la hora de calcular el valor de este tipo de recurso energético: uno determinista, debido al hecho de que la Tierra y el Sol se mueven siguiendo leyes de la física y otro la existencia de la atmósfera terrestre que introduce un aspecto estocástico en la predicción de la radiación solar.

2.2 La radiación solar

La constante solar

La constante solar, se refiere a la irradiancia proveniente del Sol que se recibe sobre una superficie perpendicular y puede considerarse como constante e igual a 1353 W/m² (dato aceptado por la NASA en 1971).

Esta constante es una magnitud que determina el flujo de energía recibido por unidad de superficie perpendicular a la radiación solar, a una distancia media de la Tierra al Sol, y situado fuera de cualquier atmósfera. La distancia Tierra-Sol es variable debido a la órbita elíptica que realiza la Tierra, por lo que para el cálculo de la constante solar ha de considerarse una distancia promedio.

Además, como ya sabemos, podemos considerar que el sol es una fuente de energía constante, ya que diversos estudios han demostrado que la variación de la energía procedente del sol a lo largo de un ciclo solar (aproximadamente 22 años) es menor al 1%. Estas variaciones, podemos despreciarlas al realizar el diseño de una instalación fotovoltaica, dado que se van a ver afectadas en mayor parte por el efecto de las variaciones meteorológicas en vez de por los ciclos solares.

Distancia Sol-Tierra

Como ya se ha comentado, la distancia entre el Sol y la Tierra es variable a lo largo del año debido a la órbita elíptica que realiza la Tierra. La excentricidad de esta elíptica puede ser calculada como:

$$\varepsilon_0 = 1 + 0,033 \cos\left(\frac{360 \times d_n}{365}\right)$$

Siendo d_n el día del año ($1 \leq d_n \leq 365$).

Fórmula 1.2.2

Esta distancia es importante puesto que cuando se tiene una fuente luminosa que emite en todas direcciones, el flujo de energía varía inversamente con el cuadrado de la distancia a la fuente emisora, sin embargo, solo la mostraremos como referencia, dado que los programas de cálculo empleados, (PvGis y PvSyst) tienen en cuenta esta variable.

Radiación solar

Para alcanzar la superficie terrestre la radiación solar emitida debe atravesar la atmósfera, donde experimenta diversos fenómenos de reflexión, absorción y difusión que disminuyen la energía final recibida. La radiación global incidente sobre una superficie inclinada en la superficie terrestre se puede calcular como la suma de tres componentes: la componente directa, la componente difusa y la componente de albedo (o reflejada).

- Radiación solar directa: "*Radiación solar incidente sobre un plano dado, procedente de un pequeño ángulo sólido centrado en el disco solar*".

También se puede definir como la radiación que llega directamente del sol.

- Radiación solar difusa: “Radiación solar hemisférica menos la radiación solar directa”. O la radiación que previamente a alcanzar la superficie es absorbida y difundida por la atmósfera.
- Radiación solar hemisférica: “Radiación solar incidente en una superficie plana dada, recibida desde un ángulo sólido de 2π sr (del hemisferio situado por encima de la superficie). Hay que especificar la inclinación y azimut de la superficie receptora”.
- Radiación reflejada: radiación que, procedente de la reflexión de la radiación solar en el suelo y otros objetos, incide sobre una superficie. La reflexión dependerá de las características y naturaleza de la superficie reflectora (albedo).
- Radiación solar global: “Radiación solar hemisférica recibida en un plano horizontal”.

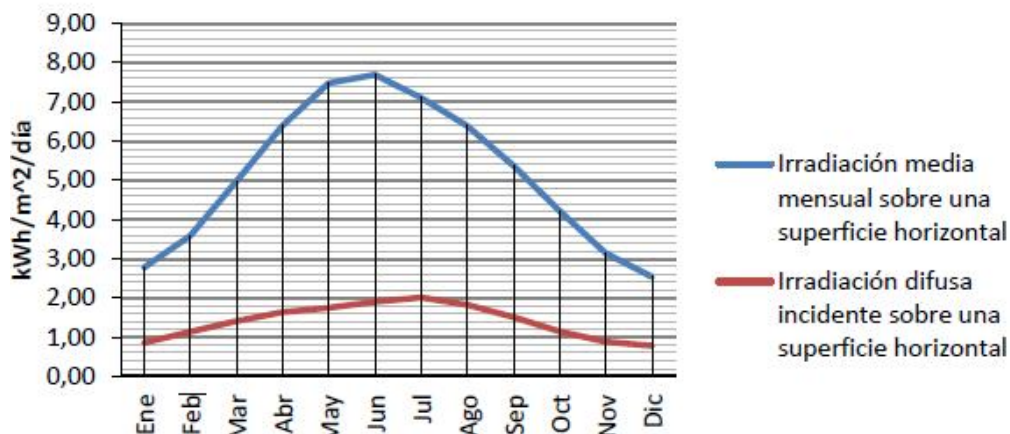


Figura 1.2.2. Irradiación media y difusa sobre superficie horizontal
Fuente: AEMET

2.3 Emplazamiento

El emplazamiento de la instalación, tiene lugar a las afueras de Loarre al pie de la conocida Sierra de Loarre, perteneciente al término municipal de Loarre, cuya provincia es Huesca, dentro de la comunidad de Aragón.

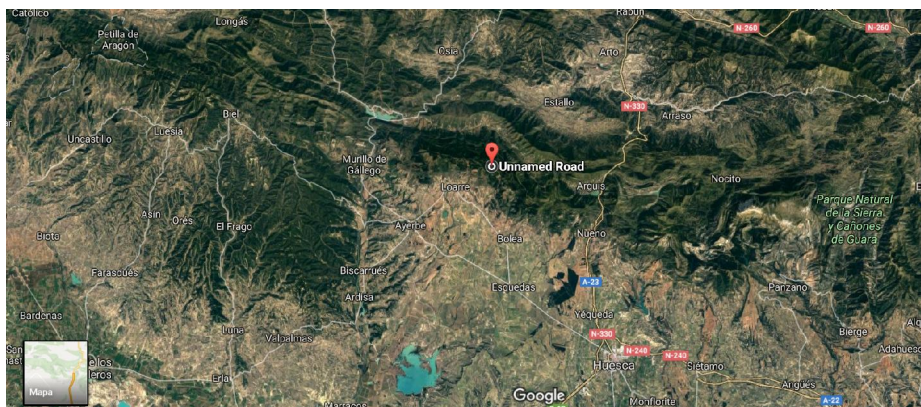


Figura 1.2.3. Situación geográfica de la instalación.
Fuente: Google Maps

La instalación de este proyecto, estará ubicada en una parcela de propiedad del propio Ayuntamiento de Loarre, ubicadas en Ctra. del Castillo KM 6,5, Loarre (Huesca). Las parcelas en cuestión son, según el SIGPAC, las número 7 y 8 del citado polígono, contiguas entre sí y con una superficie total aprovechable de 15,02 hectáreas.

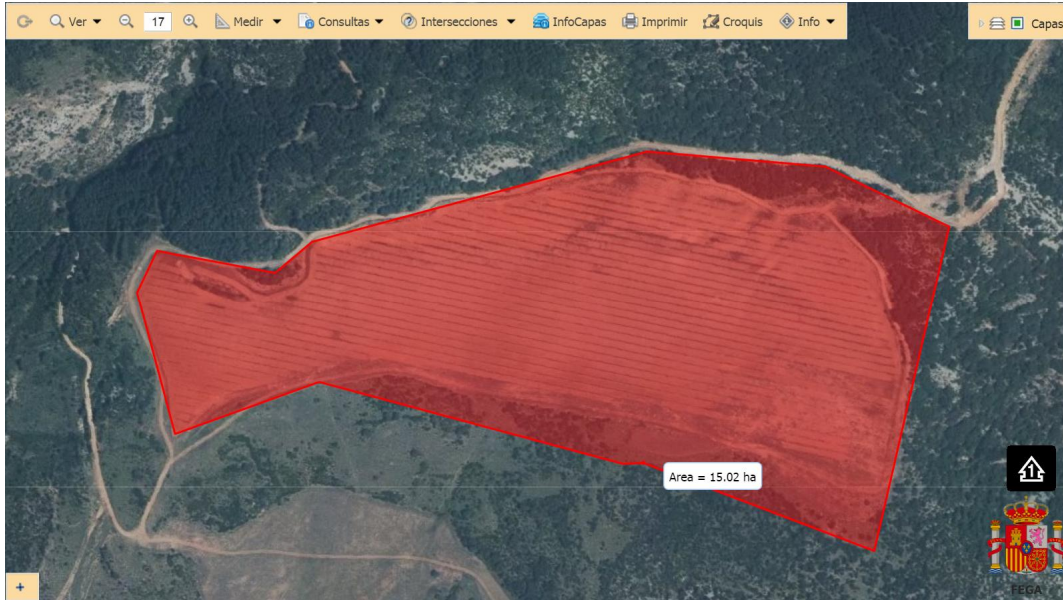


Figura 2.2.3. Emplazamiento ampliado de los terrenos a instalar el Parque FV.
Fuente: Sigpac

Las coordenadas propias de cada parcela así como su superficie individual, se reflejan en la siguiente tabla:

Parcela	Superficie	Coordenada X	Coordenada Y
1,00	15,02 ha	696846,06	4689002,97

Tabla 1.2.3. Coordenadas y superficies de las parcelas

Se trata de solares con uso del suelo rústico, en una zona en la que se practica la agricultura y la ganadería.

Las parcelas mencionadas poseen una serie de características que las hacen apropiadas para la ubicación de una instalación solar fotovoltaica conectada a red:

- Terrenos rústicos y poco aprovechados en la actualidad.
- Terrenos relativamente llanos, libres de sombras y orientados al Sur.
- Accesibilidad del área.
- Existencia cercana de una línea eléctrica de evacuación.

En la siguiente tabla se pueden observar una serie de datos esenciales para el diseño de la planta fotovoltaica y para la línea de enlace con la red de distribución:

Características del emplazamiento	
Localidad	Loarre
Termino Municipal	Loarre
Provincia	Huesca
Altitud	1047 m
Compañía operadora en la zona	Endesa - ERZ Distribución S.L.U.
Latitud	42.33
Longitud	-0,61

Tabla 2.2.3. Características del emplazamiento.

2.4 Condiciones geológicas

La zona escogida para la realización del proyecto y su alrededor están ubicados en un área tradicionalmente caracterizada por la actividad sísmica muy baja, por tanto no se tendrá en cuenta de cara a la previsión de refuerzo mecánico de los equipos.



Figura 1.2.4. Mapa de peligrosidad sísmica de España.

Fuente: AVCAN

2.5 Condiciones climatológicas

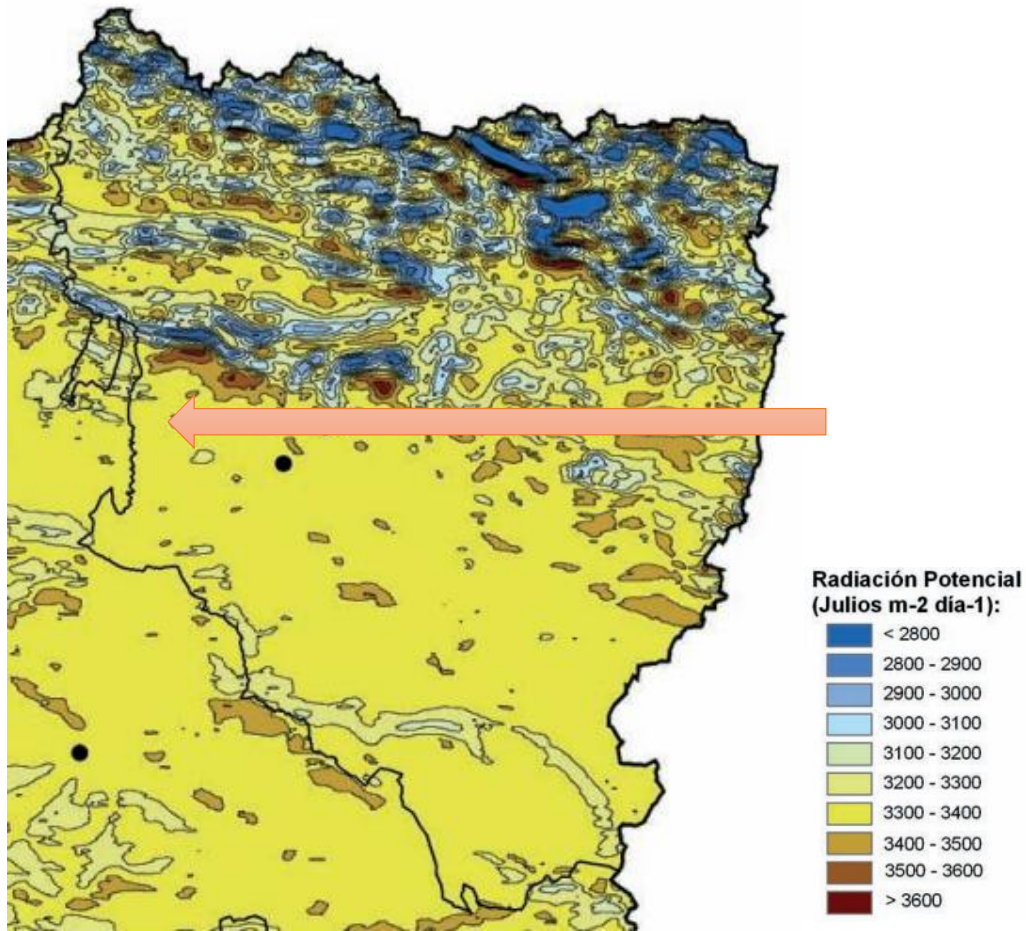


Figura 1.2.5. Radiación potencias Zona Norte Aragón.
Fuente: AEMET

El lugar donde se situará la instalación es adecuado ya que las condiciones climáticas y del terreno aseguran una producción elevada, y por tanto, su rentabilidad lo será de igual modo.

Vamos a proceder a evaluar los datos obtenidos mediante 3 diversas bases de datos.

a) NASA

Para comenzar, vamos a disponer de las temperaturas máximas, mínimas y media correspondientes a la base de datos de la NASA así como de la Irradiación en plano horizontal.

Lat. 42.33 Lon. -0,61	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	MEDIA ANUAL
MEDIA 22 AÑOS	3,4	4,61	7,73	10,3	15,2	19,6	22	21,7	18,2	13,7	7,76	4,63	12,39
MAXIMAS	6,86	9,0	13	15,3	20,3	24,8	27,5	27,3	23,1	17,8	11,3	7,86	17,01
MINIMAS	0,6	1,06	3,01	5,28	10,1	14,3	16,6	16,4	13,3	9,9	4,74	1,97	8,11

Tabla 1.2.5: 22-year Monthly & Annual Average (July 1983 - June 2005)

Fuente: NASA (<http://eosweb.larc.nasa.gov/sse>)

ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	MEDIA ANUAL
3,23	4,13	4,83	4,57	4,93	6,2	6,8	6,12	5,5	4,07	3,34	3,03	4,73

Tabla 2.2.5. Valores de irradiancia (kW/m2/día) en Loarre.

Fuente: NASA: Surface Meteorology and Solar

b) PVGIS

Por un lado, vamos a obtener los valores proporcionados por la base de datos web PVGIS, partiendo de que se le proporciona la libertad a este sistema de que calcule automáticamente los parámetros óptimos de inclinación para los módulos.

Optimal inclination angle is: 38 degrees

Annual irradiation deficit due to shadowing (horizontal): 0.1 %

Month	Hh	Hopt	lopt	TD	T24h	NDD
Jan	2000	3660	65	5.6	2.7	359
Feb	3130	5040	58	5.8	3.0	305
Mar	4700	6180	46	8.5	5.7	230
Apr	5450	6010	30	10.4	8.1	168
May	6600	6430	17	14.5	12.3	61
Jun	7460	6840	9	19.8	17.6	24
Jul	7680	7230	12	22.1	19.7	11
Aug	6640	6990	25	22.5	19.9	18
Sep	5150	6420	40	18.2	15.2	69
Oct	3550	5260	54	14.6	11.4	167
Nov	2280	4000	63	8.5	5.7	330
Dec	1760	3430	68	6.3	3.4	380
Year	4710	5630	38	13.1	10.4	2122

Donde:

- Hh: Irradiación en plano horizontal (Wh/m²/día)
- Hopt: Irradiación en plano con inclinación óptima (Wh/m²/día)
- lopt: Inclinación óptima (deg.)
- TD: Temperatura media diaria (°C)
- T24h: Media de temperatura de 24 horas (°C)
- NDD: Calentamiento grados/día (-)

Tabla 3.2.5. Valores de irradiancia (kW/m²/día) en Loarre.

Fuente: Base de datos Climate SAF – PVGIS.*

* EICM SAF tiene como objetivo la provisión de conjuntos de datos de parámetros geofísicos obtenidos por satélite adecuados para la vigilancia del clima. CM SAF ofrece climatologías de las variables climáticas esenciales (ECV), basadas en las directrices del Sistema Mundial de Observación del Clima (SMOC) plan de ejecución en apoyo de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC).

Los datos de partida solicitados y las limitaciones para este programa en cuanto al cálculo de estos datos de partida han sido:

- Tipo de tecnología del panel.
- Potencia pico instalada.
- Pérdidas estimadas del sistema.
- Tipo de montaje de los paneles.
- Optimización del ángulo y azimut.
- Sistema de seguimiento a emplear.

c) PVSyst

Finalmente, vamos a compararlos con los indicados indica la base de datos Meteonorm 7.1 del programa PVSyst , además, aquí aparecen otro tipo de variables aparte de la Irradiación, como la Irradiación Difusa, Temperatura y Velocidad del viento en la zona.

	Irrad. Global	Difuso	Temp.	VeViento
	kWh/m ² .día	kWh/m ² .día	°C	m/s
Enero	2.09	0.76	4.1	3.30
Febrero	2.82	1.03	5.3	3.59
Marzo	4.26	1.47	8.6	3.80
Abril	5.60	2.24	10.3	3.80
Mayo	6.59	2.20	14.7	3.39
Junio	7.55	2.32	19.4	3.61
Julio	7.98	1.70	21.2	3.69
Agosto	6.68	1.77	20.8	3.59
Septiembre	5.28	1.47	17.2	3.20
Octubre	3.36	1.39	13.2	3.30
Noviembre	2.46	0.84	7.3	3.50
Diciembre	1.85	0.72	4.4	3.30
Año	4.72	1.49	12.2	3.5

Tabla 4.2.5. Datos meteorológicos en la ubicación por base datos PvSyst.

Fuente: Meteonorm 7.1 (PvSyst)



Como podemos observar, todas las fuentes consultadas coinciden en gran medida en cuanto al valor referente a la media anual de Irradiación global, por lo que podemos decir que disponemos de una fuente bastante fiable en cuanto a medida de la energía solar para que nuestros cálculos sean lo más reales posibles.

Por otro lado, respecto a los valores referentes a temperatura media ambiente, también podemos decir que son muy similares entre ellos, por tanto, consideramos que cualquiera de nuestras fuentes de información son fiables.

2.6 La producción del sistema fotovoltaico

2.6.1 Pérdidas en el sistema

Pérdidas en un sistema fotovoltaico (Performance Ratio PR)

A la hora de dimensionar un sistema fotovoltaico es necesario analizar las diferentes pérdidas energéticas que se producirán en el mismo:

Pérdidas por temperatura

En los módulos fotovoltaicos se producen pérdidas de potencia debidas al aumento de temperatura, por cada 1°C de aumento de temperatura que varíe de la temperatura estándar de 25°C (condiciones STC), para el módulo AS-P602, AEG el valor es de ese coeficiente de pérdidas es de -0,46%/°C, dato facilitado por el fabricante.

El rendimiento por pérdidas por temperaturas es menor durante los meses de verano que durante los meses de invierno.

$$- FT = -0,46 \% / ^\circ\text{C}$$

Para el cálculo de estas pérdidas para cada mes (i) se aplicará:

$$FT_i = 1 + \frac{-0,46}{100} (T_i - 25)$$

Fórmula 1.2.6

Pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal

Los módulos, al ser fabricados por un proceso industrial, no son todos idénticos. Las células fotovoltaicas de las que se componen los módulos son distintas entre ellas. Esto implica que la potencia que pueden generar de modo individual va a variar de unos a otros. La tolerancia de estos paneles en torno a la potencia nominal en nuestro caso oscila entre el -3%/+3%.

Se tomará el valor más desfavorable, esto es, el del -3%, lo cual supone que no hay ningún panel cuya potencia nominal sea superior a la indicada por el fabricante:

$$- FP_{nom} = -3 \%$$

Pérdidas por conexionado (pérdidas por mismatch)

Las pérdidas por conexionado son las pérdidas causadas al realizar la conexión entre módulos de distinto valor de potencia (como se ha visto en el apartado anterior).

Al realizar la conexión en serie de los módulos, el panel que disponga de menor potencia de todos limitará la corriente que circule por la serie al no poder permitir la circulación de más corriente que el máximo que él puede dar.

En cuanto a la conexión en paralelo, el módulo con menor potencia limitará la tensión máxima del conjunto.

Las pérdidas por conexionado se encuentran por lo general en el rango del 1% al 4%.

En nuestro caso:

$$- F_{con} = - 2.6 \%$$



Pérdidas por sombreado del generador

Estas sombras sobre los paneles generan unas pérdidas energéticas causadas por un lado por la disminución de captación de irradiación solar (por existir una menor radiación) y por los posibles efectos de mismatch a las que pueda dar lugar al afectar a la potencia individual de un panel o a la de un conjunto de paneles de la instalación. Estas pérdidas están englobadas en el punto siguiente junto con las provocadas por temperatura y baja irradiación.

Pérdidas estimadas debidas a la temperatura y baja irradiación

Estas pérdidas han sido estimadas en función del programa PVGIS (Véase tabla 1.11.2) y están basadas en la temperatura local ambiental en esas coordenadas.

- $F_{lt} = -8,6\%$

Pérdidas por polvo y suciedad

Las pérdidas por polvo y suciedad dependen del lugar de la instalación y de la frecuencia de lluvias. Valores típicos anuales son inferiores al 4% para superficies con un alto grado de suciedad. En nuestro caso tomaremos esta cifra como referencia.

- $F_S = -2\%$

Pérdidas angulares

La potencia nominal de un módulo fotovoltaico viene determinada por el fabricante en relación a las condiciones estándares de medida (irradiación de 1000 W / m^2 , temperatura ambiente de 25°C , $AM = 1,5$) y para un ángulo de incidencia de los rayos solar perpendicular al módulo.

El que la radiación solar no incida perpendicularmente sobre el panel implica unas pérdidas que serán mayores cuanto más se aleje el ángulo de incidencia de la perpendicular.

En nuestro caso:

- $F_{ang} = -2,5\%$

-

Pérdidas por el rendimiento del inversor

Los inversores son uno de los elementos fundamentales en la producción de energía de los sistemas fotovoltaicos conectados a red. El rendimiento del inversor es sin duda alguna el parámetro más representativo de los inversores.

El rendimiento del inversor se ve afectado por la presencia interna de un transformador, que hace que este parámetro disminuya. En este caso concreto, el inversor SC1000CP, SMA, su rendimiento tiene un valor de $\eta = 98,4\%$ (Euro-efficiency).

- $F_{inv} = -1,6\%$

Pérdidas por caídas óhmicas en el cableado

Tanto en la parte de continua como en la parte de alterna se producirán unas pérdidas como consecuencia de la resistencia de los conductores. Para ello es necesario el correcto dimensionado de la instalación y la adecuada elección de las secciones y longitudes de los cables.

Las pérdidas óhmicas no serán superiores al 1,5 % para la suma entre la zona de continua junto con la zona de alterna.

- $F_{dc \text{ Max}} = -1,15\%$
- $F_{ac \text{ Max}} = -0,21\%$

Pérdidas en el transformador

El transformador tiene un rendimiento del 99,3% (basado en datos del fabricante)

- $F_{tr} = -0,7\%$

Pérdidas Totales estimadas = 22,5 %

2.7 Horas Equivalentes de Sol (HES) y Performance Ratio (PR)

Para normalizar la energía producida respecto de la potencia nominal de la instalación en condiciones estándar STC, es necesario definir una relación entre los kWh producidos anualmente por cada kW pico instalado.

Esta relación es las “Horas Equivalentes de Sol (HES)”, que se define como el cociente de la energía inyectada a la red eléctrica entre la potencia pico total instalada.

$$HES = \frac{E_{inyectada\ red}}{P_p} = \frac{E_{punto\ salida\ inversor} * F_{ac} * F_{trf}}{P_p} = 1.571,49\ h$$

Fórmula 1.2.7

Energía obtenida de la simulación con el programa Pvgis (véase Figura 1.11.2). La energía que este programa proporciona es en el punto inmediatamente posterior al inversor, por lo que hay que multiplicarla por F_{ac} y por F_{trf} para obtener el valor de la energía inyectada a la red. Este valor es de:

- $E_{inyectada\ red} = 6.980.000.000\ Wh$ (Corresponde a la energía inyectada a la red de MT según tabla Pvgis Figura 1.11.2)
- $F_{ac} = 0,21\%$ (Pérdidas por caídas óhmicas en el cableado, según apartado anterior)
- $F_{trf} = 0,7\%$ (Pérdidas en el transformador, según apartado anterior)
- $P_p = 4.401.280\ W$ (potencia pico total instalada según apartado 4.1)

La productividad de referencia (denominada YR) está definido como el cociente entre la irradiación solar anual incidente en el plano de los módulos fotovoltaicos (R_{anual} en kWh/m²) y la radiación nominal de referencia en las condiciones estándar $R=1000W/m^2$.

$$Y_R = \frac{R_{anual}}{R} = 2050\ h$$

Fórmula 2.2.7

- $R_{anual} = 2.050\ kWh/m^2$ (obtenida por datos Pvgis según Figura 1.11.2).

El Performance Ratio o factor de rendimiento global del sistema se calcula como el cociente entre las Horas Equivalente de Sol y la productividad de referencia:

$$PR = \frac{HES}{Y_R} = 0,77$$

Fórmula 3.2.7

Este valor también puede ser calculado en función de las pérdidas definidas en el apartado anterior. En este caso lo haremos en base a los datos tomados por el software Pvgis.

Mes	Temp (°C)	FT (%)	Fpnom (%)	Fcon (%)	FS (%)	Fang (%)	Fac (%)	Frad (%)	Finv (%)	Fdc (%)	Ftrf (%)	PR (%)
Enero	5,6	1,0892	0,97	0,974	0,98	0,975	0,9979	0,914	0,984	0,9885	0,993	0,866
Febrero	5,8	1,0883	0,97	0,974	0,98	0,975	0,9979	0,914	0,984	0,9885	0,993	0,866
Marzo	8,5	1,0759	0,97	0,974	0,98	0,975	0,9979	0,914	0,984	0,9885	0,993	0,856
Abril	10,4	1,0672	0,97	0,974	0,98	0,975	0,9979	0,914	0,984	0,9885	0,993	0,849
Mayo	14,5	1,0483	0,97	0,974	0,98	0,975	0,9979	0,914	0,984	0,9885	0,993	0,834
Junio	19,8	1,0239	0,97	0,974	0,98	0,975	0,9979	0,914	0,984	0,9885	0,993	0,814
Julio	22,1	1,0133	0,97	0,974	0,98	0,975	0,9979	0,914	0,984	0,9885	0,993	0,806
Agosto	22,5	1,0115	0,97	0,974	0,98	0,975	0,9979	0,914	0,984	0,9885	0,993	0,804
Septiembre	18,2	1,0313	0,97	0,974	0,98	0,975	0,9979	0,914	0,984	0,9885	0,993	0,820
Octubre	14,6	1,0478	0,97	0,974	0,98	0,975	0,9979	0,914	0,984	0,9885	0,993	0,833
Noviembre	8,5	1,0759	0,97	0,974	0,98	0,975	0,9979	0,914	0,984	0,9885	0,993	0,856
Diciembre	6,3	1,086	0,97	0,974	0,98	0,975	0,9979	0,914	0,984	0,9885	0,993	0,864
ANUAL	13,1	1,0547	0,97	0,974	0,98	0,975	0,9979	0,914	0,984	0,9885	0,993	0,839

Tabla 1.2.7. Cálculo del Performance Ratio de la instalación.



3. Disposición de los Captadores.



3.1 Elección y justificación de los paneles elegidos

Para la elección de los paneles solares que a utilizar, se tendrán en cuenta varias consideraciones:

- **Tecnología a utilizar:** Como se vio en el apartado anterior de Introducción, existen varios tipos de paneles solares fotovoltaicos dependiendo del tipo de célula solar que están compuestos. Para el diseño del proyecto se utilizarán paneles de tipo policristalino, siendo los paneles que mejor relación durabilidad/rendimiento/precio disponen, su rendimiento, a pesar de no ser el más alto del mercado, llega hasta el 16% en este caso y teniendo, además, una baja emisión de partículas dañinas para el medio ambiente.

- **Terreno a ocupar:** debe estudiarse la cantidad de terreno de la que se dispone a la hora de dimensionar el campo de paneles solares. En este caso, la situación del campo de paneles será sobre suelo, por lo que no existirán muchas limitaciones de espacio ya que, como se anunció anteriormente, el terreno es lo suficientemente amplio como para abarcar el dimensionado total de la instalación. El terreno en cuestión posee un área de unos 15 ha.

En este caso, el terreno se trata de una zona libre de obstáculos que puedan provocar sombras sobre los paneles, por lo que podrá utilizarse todo el espacio del que se dispone de forma que la orientación de los paneles sea óptima.

- **Presupuesto:** A la hora del diseño de este tipo de instalaciones encargadas por un cliente, se tendrá en cuenta la cantidad que el cliente está dispuesto a invertir sobre la instalación fotovoltaica ya que, aunque se realice un diseño de gran envergadura y calidad, si se sobrepasa el presupuesto dado por el encargado, será imposible la realización del proyecto.

- **Comparativa:** Por ello, hemos preseleccionado los siguientes 3 fabricantes y modelos candidatos por su amplia experiencia en el mercado fotovoltaico, los cuales son AEG, TrinaSolar y YingliSolar.

A su vez, elegiremos una potencia de 260wp, dado que es una potencia estandarizada para muchos fabricantes y con numerosas referencias en el mercado, además, se encuentra en un valor intermedio de potencia, dentro de todo el rango disponible que abarcan los principales fabricantes, por lo que esto nos permite estandarizar la instalación y ampliar el rango de posibilidades respecto a la configuración y disposición del parque fotovoltaico. Ahora, procederemos a comparar las principales características de los mismos en función de cada modelo:

TABLA COMPARATIVA PANELES	AEG	TRINASOLAR	YINGLISOLAR
eLecTrical daTa @ STc *	AS-P602 260	TSM-PD05.08	YL260P-29b
Peak Power Watts-PMaX (Wp)	260	260	260
Power Output Tolerance-PMaX (%)	-3/3	0 / +5	0/+5
Maximum Power Voltage-VMP (V)	30,02	30,6	30,9
Maximum Power Current-IMPP (a)	8,66	8,5	8,41
Open Circuit Voltage-VOC (V)	37,68	38,2	38,9
Short Circuit Current-ISC (a)	9,02	9	8,98
Module Efficiency η_m (%)	16,24	15,9	15,9
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	43.4°C (±2°C)	44 °C (±2°C)	46 (±2°C)
Temperature Coefficient of PMAX (%/°C)	-0.46	- 0.41	- 0.45
Temperature Coefficient of VOC (%/°C)	-0.33	- 0.32	-0.33
Temperature Coefficient of ISC (%/°C)	0.044	0.05	0.06
Operational Temperature (°C)	-40 / +85	-40 / +85	-40 / +85
Max. system voltage	1000V/DC	1000V/DC	1000V/DC

*Values at Standard Test Conditions STC (air Mass aM1.5, Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C).

Tabla 1.3.1. Comparativa modelos paneles solares 260Wp.

Como podemos ver en dicha tabla, hemos seleccionado los principales datos en negrita indicando cuales son los modelos que mejores características disponen.

En el caso del fabricante TrinaSolar, sus ventajas son que dispone de menores pérdidas de Pmax y Vco que sus competidores además de no disponer de ningún panel con potencia inferior a la potencia pico indicada en ficha.

En el caso del fabricante YingliSolar, podemos decir que la única ventaja que nos aporta respecto a su competencia, al igual que el anterior modelo, es que no dispone de ningún panel con potencia inferior a la potencia pico indicada en ficha, por lo tanto, quedará directamente descartada.

En el caso del fabricante AEG, dispone de múltiples ventajas, la principal de ellas sería su rendimiento, que es bastante superior al de sus competidores, además de proporcionarnos una menor Voc y Vmp, lo que se traduce en que nos permite un mayor juego dado que se podrán conectar un número mayor de paneles y por tanto a priori, aprovechar en mayor medida la capacidad del inversor, así como menores pérdidas por temperatura para Isc. En cuanto a sus inconvenientes, podemos decir que dispone de mayores pérdidas de Pmax y Vco que sus competidores, además de que puede disponer de paneles con menor potencia que la indicada en la ficha.

Otro dato importante, es la garantía proporcionada por el fabricante en cuanto a la depreciación sufrida por los materiales con el paso de los años, sin embargo, en este aspecto, todos ellos garantizan la misma pérdida de rendimiento en función del tiempo.

Respecto al aspecto económico para los diversos fabricantes, el precio es muy similar, dado que los costes de producción serían muy parecidos y la única variabilidad en cuanto al precio consistiría en la política comercial y a la carga de producción que disponga la fábrica en el momento de la oferta, el precio estimado ronda los 0.48€/Wp aproximadamente.

Con estas consideraciones se ha elegido el panel solar fotovoltaico AS-P602-260 de AEG, empresa alemana con amplia experiencia en fabricación de todo tipo de dispositivos para instalaciones solares fotovoltaicas.

Este tipo de módulo está creado especialmente para sistemas de inyección directa de la energía a la red eléctrica como es el caso de este proyecto.

-Limitaciones de los sistemas de modelado empleados: Para realizar todos los cálculos, nos hemos basado principalmente en los dos tipos de software de modelado de instalaciones más conocidos.

Por una lado tenemos el PVGIS, que es un sistema de cálculo bastante interesante en cuanto a las bases de datos que dispone de cara al cálculo de irradiación solar y por ende de la captación de los paneles en función del Angulo de inclinación que queremos emplear. Nos da muchas opciones de cara a que podemos elegir tanto estructura fija como de seguimiento de un eje o de dos ejes, calculando para cada mes lo que significa que todos los problemas que podamos tener en una instalación que dada su ubicación no disponga de problemas de sobras estaría muy bien representado, sin embargo como inconvenientes, podemos nombrar que no admite cierto grado de detalle que puede ser proporcionado por los fabricante de módulos. Además de todo lo que queda aguas debajo de los mismos, ya que aunque se pueden introducir las pérdidas estimadas del resto de equipos de manera manual, no llega al grado de detalle de su competidor.

En cuanto al PVSyst, estamos hablando de un software de pago mucho más sofisticado y por ende con un grado de detalle muy elevado. En lo que se refiere a instalaciones con conexión a red como es nuestro caso, podemos elegir desde el fabricante y modelo tanto del panel como del inversor, dentro de una amplia base de datos que nos proporciona el mismo, destacando que, por un lado, están incorporadas con alto grado de detalle todas las características de cada equipo, y por otro lado, en caso de que haya algún fabricante que no aparezca, lo podemos agregar de manera externa a su base de datos. El rango de posibilidades que nos permite es desde la introducción de obstáculos que nos puedan mermar la producción, sombras así como la introducción de un grado de detalle muy importante a la hora de detallar las pérdidas. Además, puede calcular directamente todos los valores eléctricos a la salida del inversor real calculados hora por hora e incluso un cálculo económico de la instalación más o menos aproximada. Sin embargo, dentro de sus inconvenientes, podemos destacar que es un programa que va ligado a una licencia y que por tanto tiene un coste importante para un usuario esporádico.

En la figura 1.10.1 se muestran los parámetros fundamentales del panel solar escogido, esto será importante a la hora de dimensionar el cableado y protecciones e importante para la elección del inversor:

3.2 Orientación e inclinación de los módulos

A la hora de diseñar instalaciones solares se debe tener en cuenta la orientación de los paneles, ya que interesa que éstos capten la mayor radiación solar posible. Debido al emplazamiento de la instalación la orientación de los paneles será fija.

Al tratarse de una instalación de estructura fija, y de situarse en el hemisferio Norte, la orientación óptima de los paneles solares es hacia el sur geográfico, el cual no coincide con el sur magnético. El modo de localizarlo es observando la dirección de la sombra proyectada por una varilla vertical a las 12 horas o mediodía solar, que es cuando el sol está en su cenit o punto más alto de su trayectoria diaria. Para ello, por la mañana, faltando dos o tres horas para el mediodía, se marcará el punto A, indicado en la Figura x, en el extremo de la sombra de la varilla y se dibuja en el suelo una circunferencia alrededor de la varilla de radio OA, igual al de su sombra. Por la tarde, cuando la sombra de la varilla alcance la misma longitud se marca el punto B. La recta que une los puntos A y B estará orientada exactamente en la dirección del paralelo terrestre y trazando una perpendicular a dicha recta, indicará la dirección Norte-Sur.

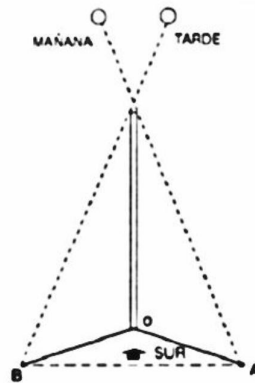


Figura 1.3.2. Localización del Sur geográfico.

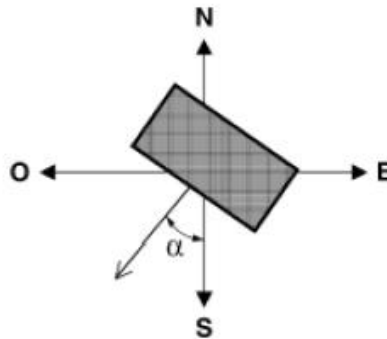


Figura 2.3.2. Representación del ángulo azimut.

Inclinación de los paneles

Otro punto importante para el diseño de dichas instalaciones es la inclinación que deben adoptar los módulos para captar la mayor cantidad de radiación solar posible y poder ser así más rentables además de que se obtendría una curva de producción más homogénea a lo largo de todo el año.

La inclinación de los módulos solares se define mediante el ángulo de altura solar (α), que es el ángulo comprendido entre el rayo solar y la proyección del mismo sobre un plano horizontal. Su valor es 0° para los módulos horizontales y 90° para los verticales.

Tal y como hemos indicado, la inclinación de los módulos se calcula con la finalidad de maximizar la captación anual de irradiación, en vez de maximizar la captación de energía durante la época de menor radiación.

Cálculo de la inclinación

El cálculo de la inclinación óptima de los paneles solares se obtendrá mediante tres métodos, mediante los programas PVSyst, PVGIS y mediante la carta de irradiación. Para dichos métodos hará falta conocer la latitud donde se ubica la instalación.

Para obtener la máxima producción anual se puede llevar a cabo una primera aproximación, por la cual, para obtener el máximo de producción anual en una instalación con estructura fija, los paneles han de tener una inclinación aproximada de:

Latitud (Φ) -> $\Phi=42,33^\circ$

a) Método PVSyst.

De este modo realizaremos las simulaciones con el programa PVSyst en torno a la ubicación geográfica. Una vez introducidos estos datos, se realiza la simulación para diferentes valores del ángulo de inclinación para estructura fija, y se obtienen los siguientes valores de % de pérdidas de productividad interanual:

Inclinación	Radiación global en plano receptor (kWh/m ²)	Pérdida con respecto al óptimo (%)
22°	2.022	-3.5
32°	2.083	-0,5
30°	2.075	-0,9
33°	2.086	-0,4
36°	2.093	-0,1
37°	2.094	0
38°	2.094	0
39°	2.094	0
40°	2.094	0
41°	2.093	-0,1
42°	2.091	-0,1

Tabla 1.3.2. Producción anual en función del ángulo de inclinación (Valor promedio interanual)

Fuente: PvSyst

Trayectoria solar en Loarre, (Lat. 42.3°N, long. 0.6°W, alt. 1041 m) - Hora Legal

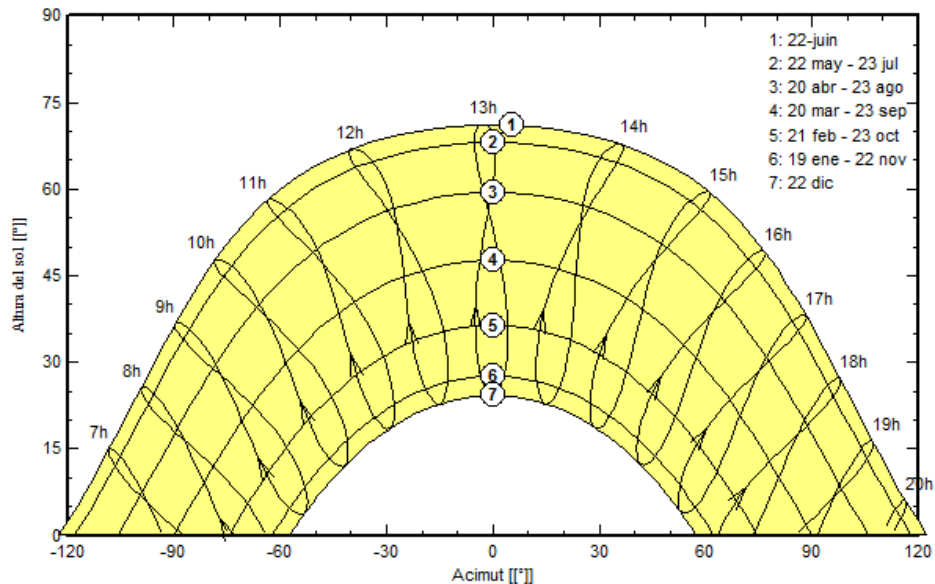


Figura 3.3.2. Trayectoria solar en ubicación de la instalación (Loarre).

Fuente: PvSyst

Trayectoria solar en Loarre, (Lat. 42.3°N, long. 0.6°W, alt. 1041 m) - Hora Legal

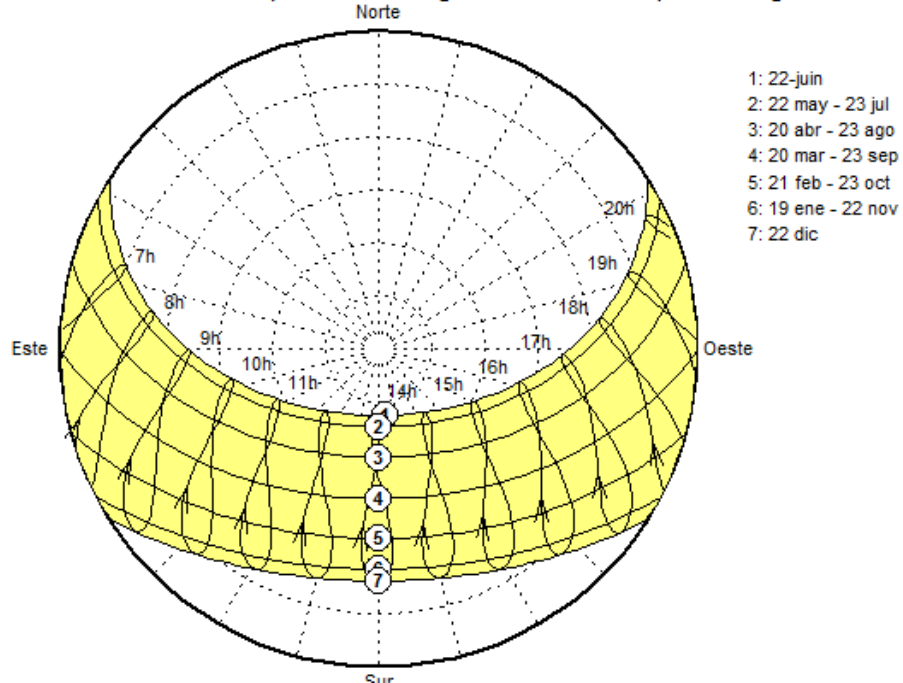


Figura 4.3.2. Trayectoria solar en Loarre.

Fuente: PvSyst

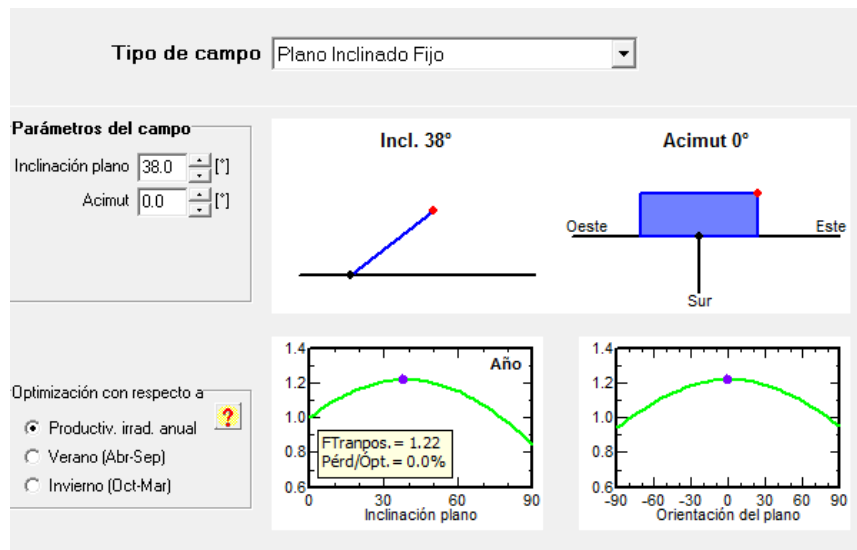


Figura 5.3.2. Calculo de inclinación óptima de los módulos en Loarre.

Fuente: PvSyst

El ángulo de inclinación óptima estará entre 38° y 39°, sin embargo, para simplificar los cálculos tomaremos como dato 38°, para el cual se obtiene una radiación global en el plano receptor de 2.094 kWh por cada m².

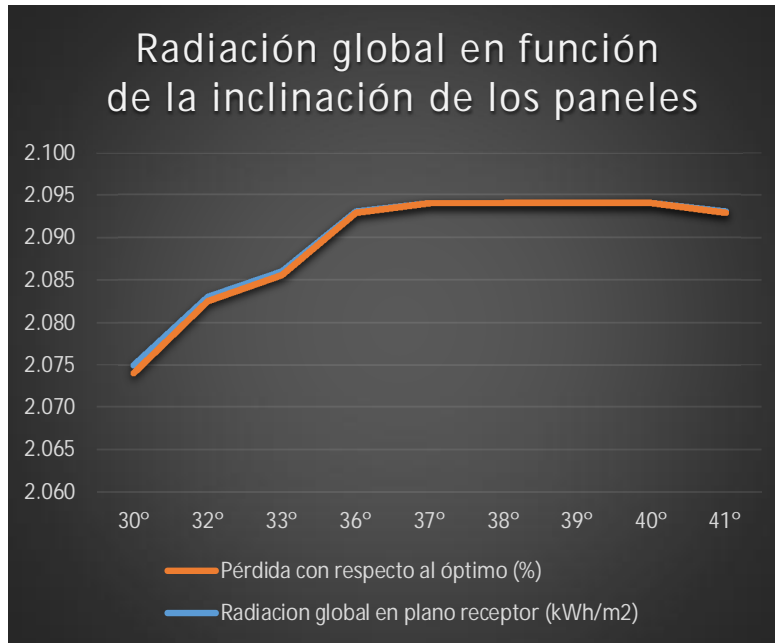


Figura 6.3.2. Producción en función del ángulo de inclinación basada en cálculos PvSyst.

b) Método carta de irradiación.

Otro método más visual, aunque a su vez no tan exacto como el anterior, es utilizar la carta de irradiación. Dicha gráfica se puede observar a continuación:

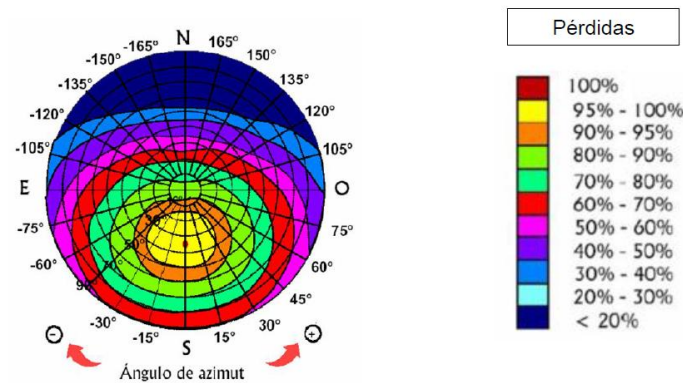


Figura 7.3.2. Carta de irradiación.

Fuente: AulaGreenCities

Como se puede observar, los valores donde la inclinación de los paneles hará que éstos tengan menos pérdidas será con los paneles orientados al sur, con ángulo de azimut cero y con un rango de inclinación entre 25 y 50 grados.

Este rango es tan amplio ya que dependerá de la zona geográfica del país donde se ubique la instalación y del periodo del año en el que nos encontremos. Sin embargo, este método no es lo suficientemente preciso como para poder basarnos en él.

c) Método PVGIS

Fixed system: inclination=38 deg., orientation=0 deg. (Optimum at given orientation)
--

Tabla 2.3.2. Hoja calculo PVGIS.

Fuente: PVGIS.

Después de realizar los cálculos oportunos con este potente programa vía Web e introduciendo los datos de proyecto exactos, aplicando la casilla con la cual este software calcula automáticamente la inclinación óptima, aparece el mismo dato, que también es 38° de inclinación Sur.

Conclusión.

Dadas las diferentes opciones planteadas, cabe destacar que este estudio se ha realizado para establecer el mayor aprovechamiento posible de la energía a lo largo de todo el ciclo anual. Por tanto, el método de carta de irradiación, no sería viable a la hora de realizar un estudio serio del mismo, dada la amplitud de resultados, sin embargo, podemos decir que los cálculos aportados tanto por la plataforma PVGIS como por el software PVSyst, serían acertados a la hora de establecer este punto de mayor producción interanual, por tanto, decidimos establecer la inclinación de los paneles óptima en 38°.

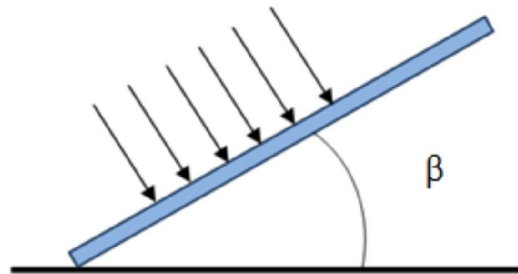


Figura 8.3.2. Inclinación paneles

3.3 Cálculo de sombras

3.3.1 Calculo de sombras en paneles

Una vez conocida la estructura que se desea implantar y sus dimensiones, se calculará la distancia mínima de separación entre las distintas filas de módulos solares en la estructura que componen el generador fotovoltaico, con el fin de no producir sombras entre módulos.

Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la distancia “d”, medida sobre la horizontal, entre unas filas de módulos obstáculo, de altura “h”, que pueda producir sombras sobre la instalación deberá garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno. Esta distancia “d” será superior al valor obtenido por la expresión:

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})}$$

Fórmula 1.3.1

En la siguiente figura se muestran todas las medidas que debemos tener en cuenta:

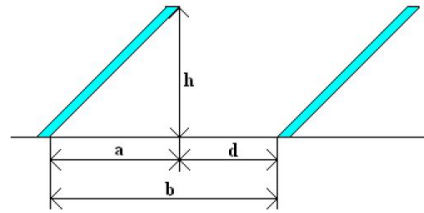


Figura 1.3.3.1. Esquema de distancias mínimas.

La distancia de separación entre filas de módulos depende del ángulo de inclinación de estos, así que cuanto más inclinado este el panel, deberá guardarse mayor distancia entre filas.

En el caso proyectado, al tener una única posición global, los paneles han de colocarse a una distancia aceptable para que cumpla todo el año. Como los paneles estarán fijos, se colocarán a la distancia que marque la ecuación anterior para un ángulo de 38° ya que es la inclinación adoptada y donde deberá guardarse la máxima distancia entre filas de paneles.

Por lo tanto, sabiendo que la longitud de la estructura es de 0.989m por 2 paneles más 20 centímetros de distancia entre la estructura y el suelo más 2.5 centímetros de distancia entre las placas y forma un ángulo con la horizontal de 38° , la altura "h" de la estructura será:

$$h = \text{sen}(38^\circ) * (0.989 * 2 + 0.2 + 0.025 * 1) = 2.203 \text{ m}$$

Fórmula 1.3.3.1

Conocida la altura que tendrán los paneles en su inclinación máxima y la latitud del lugar ($42,33^\circ$), la distancia "d" entre paneles será de:

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} = \frac{2.203}{\tan(61^\circ - 42.33^\circ)} = 6.519 \text{ m}$$

Fórmula 2.3.3.1

Por tanto la distancia entre los extremos inferiores de tres paneles consecutivos resultará de la suma de la distancia $d=6,519\text{m}$ y la proyección de la longitud del panel sobre el suelo, es decir, $a = \text{cos}(38^\circ) * (0.989 * 2 + 0.2 + 0.025 * 1) = 1.735 \text{ m}$; en total cada estructura estará separada a una distancia $b = 8,254$ metros como mínimo.

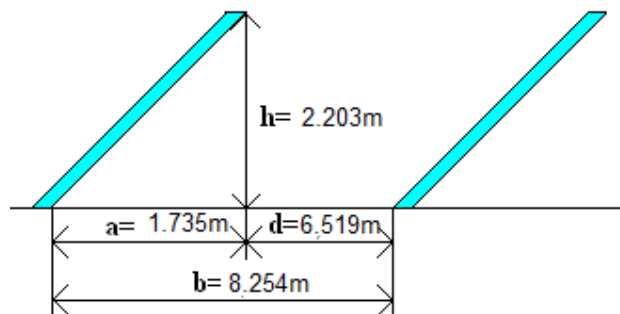


Figura 2.3.3.1. Disposición distancias entre estructuras.

3.3.2 Calculo de sombras en edificios

Respecto al cálculo de sombras producidas por los edificios prefabricados de hormigón ubicados en la parte central del Parque, procederemos a realizar la misma tipología de cálculo que para la distancia entre las mesas, sin embargo, los cálculos se simplificarán bastante dado que disponemos de todas las medidas. Para el cálculo, emplearemos la altura del edificio más alto de los 3 diferentes modelos, teniendo en cuenta que hay que enterrarlos aproximadamente unos 0,6m bajo el suelo, por lo que siendo de 3,5 m de alto, el dato h será igual a 2,9m.

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} = \frac{2.9}{\tan(61^\circ - 42.33^\circ)} = 9,603 \text{ m}$$

Fórmula 1.3.3.2

3.4 Estructura soporte de los paneles

La estructura elegida será la estructura fija de una posición de tipo metálica sobre la que se situarán los módulos fotovoltaicos se establece para sostener cuatro (4) módulos en horizontal, a dos (2) alturas.

En este caso hemos optado por un conocido fabricante del grupo Gestamp Solar Steel. La utilización de una adecuada estructura facilita las labores de instalación y mantenimiento, minimiza la longitud del cableado, evita problemas de corrosión y mejora la estética de la planta en su conjunto.

Sobrecargas soportadas

Tal y como anuncia el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la estructura soporte de los paneles solares deberá resistir las sobrecargas del viento y la nieve, de acuerdo con lo indicado en la normativa básica de la edificación SE-AE. Para este caso, no se consideraran sobrecargas por nieve puesto que en esta zona de la provincia de Huesca existe apenas riesgo de producirse nevadas durante el invierno y, si ocurren, son de baja intensidad no ocasionando posibles sobrecargas a las estructuras.

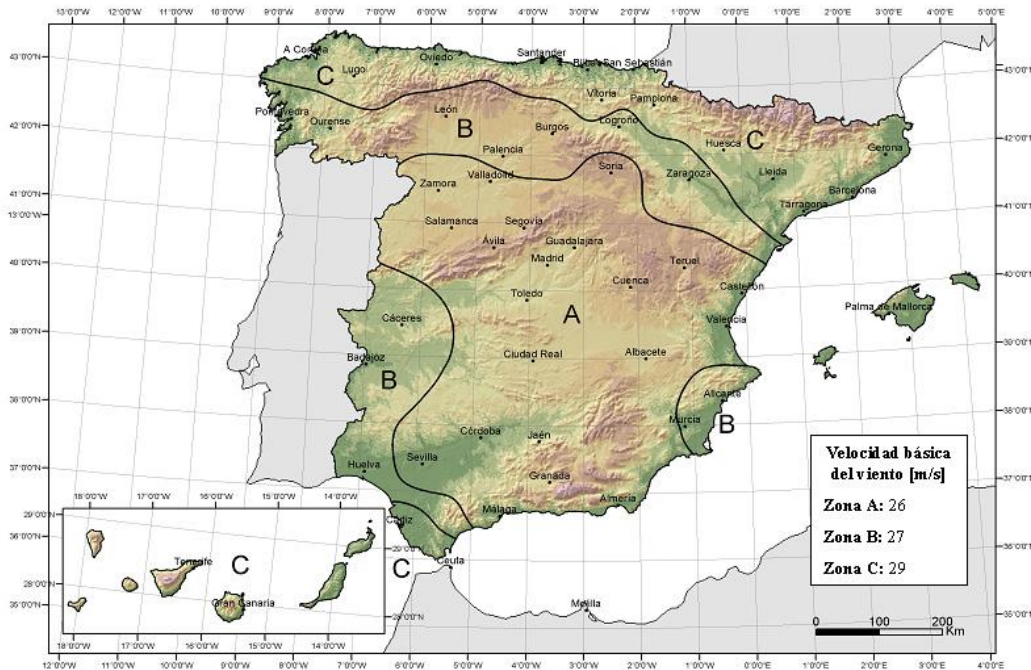


Figura 1.3.4. Valor básico de la velocidad del viento.

Fuente: Doc. Básico SE-AE Seguridad estructural.

Tal y como podemos comprobar en la figura anterior, esta instalación se encuentra en zona C, cuyo valor de cálculo para la velocidad básica del viento sería 29m/s – 105 km/h. sin embargo, dado que nos encontramos en una zona con más viento de lo normal, se tendrá en cuenta la sobrecarga producida por el viento en dicha zona, a pesar de ser zona C estructura será dimensionada para soportar vientos de unos 125 km/h – 34,72 m/s como máximo.

Según el Código Técnico de la Edificación, en el Documento Básico SE-AE Seguridad Estructural Acciones en la edificación, para las acciones del viento sobre la estructura de una instalación fotovoltaica se puede estimar dicho cálculo como se muestra a continuación.

La acción del viento, en general una fuerza perpendicular a la superficie de cada punto expuesto, o presión estática, que puede expresarse como:

Presión dinámica del viento.

El valor de la presión dinámica del viento puede obtenerse con la expresión:

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

Fórmula 1.3.4

Considerando como densidad del aire $\delta = 1,25 \text{ kg/m}^3$ y $v_b = 34,72 \text{ m/s}$

$$q_b = 0,5 \cdot \delta \cdot v_b^2 = 0,5 \cdot 1,25 \cdot 34,72^2 = 0,7535 \text{ kN/m}^2 = 768,57 \text{ kG/m}^2$$

Las estructuras soporte tendrán la orientación óptima para la cual los paneles captan la mayor cantidad de radiación solar, es decir, orientaran los módulos hacia el sur, por tanto, los vientos que mayor carga ofrecerán sobre los anclajes serán los procedentes del norte, generando una fuerza sobre la estructura como se indica en la figura:

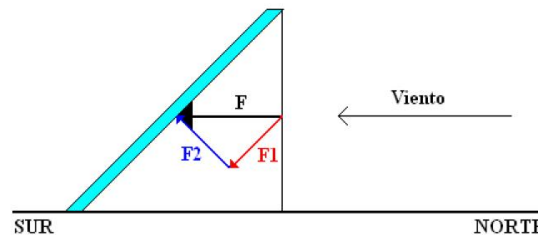


Figura 2.3.4. Fuerzas del viento sobre la estructura

En su camino, el viento encontrará una superficie obstáculo de altura definida por las dimensiones de los paneles solares y la inclinación a la que se encuentran. Cuanta mayor sea la inclinación de los paneles solares, mayor será la superficie obstáculo para el viento y por tanto, mayor será la carga que ejerza el viento sobre la estructura; por este motivo, al tener una única posición fija los paneles, se dimensionará la estructura para que soporte la máxima carga que se dará con el ángulo de inclinación de 38° . Para una inclinación de 38° , la superficie obstáculo que encuentra el viento viene dada por:

$$S_{obstaculo} = Area_{estructura} \cdot \text{sen} \beta = 12,888 \cdot \text{sen} (38) = 7,9934 \text{ m}^2$$

Fórmula 2.3.4

$$Area_{estructura} = Area_{panel} \cdot n^{\circ} \text{ paneles} = (1,629 \cdot 0,989) \cdot 8 = 12,888 \text{ m}^2$$

Fórmula 3.3.4

La fuerza que el viento ejerce sobre la superficie obstáculo ofrecida por los paneles solares viene dada en forma de presión, a unos 125km/h, la presión que ejerce el viento sobre una superficie perpendicular a su dirección es de unos 768,5N/m², por tanto la fuerza total que el viento ejerce sobre los paneles de la estructura será de:

$$F_{total} = Area_{estructura} * P_{viento} = 12,888 * 768,5 = 9.904,42 N$$

Fórmula 4.3.4

Ahora bien, de esta fuerza que se ejerce sobre los paneles solares, parte de ella se pierde al deslizarse por la superficie de los módulos ya que no están totalmente perpendiculares al viento. Por este motivo, la fuerza total que se ejerce sobre los paneles se puede descomponer en dos componentes de diferente dirección; F1 cuya dirección es paralela a la superficie del panel y no ejerce fuerza sobre el mismo al deslizarse el viento, y F2 cuya dirección es perpendicular a la superficie del panel y es quién realmente ejerce la carga sobre la superficie soporte.

El valor de F2 viene dado por el ángulo de inclinación de la estructura:

$$F_2 = F * \text{sen} \beta = 9.904,42 * \text{sen} (38) = 6098 N$$

Fórmula 5.3.4

Por tanto, los anclajes que unen la estructura soporte con la base del terreno deberán soportar una fuerza de 6098 N como máximo.

ESTRUCTURA SOPORTE GESTAMP SOLAR STEEL	
Material constructivo	Acero galvanizado en caliente-Inoxidable
Capacidad de módulos	2 filas / 4 columnas
Ensamblaje de módulos	Tornillería en acero inoxidable galvanizado en caliente
Anclajes al terreno	Mediante zapata y unión atornillada a pernos.
Cumplimiento norma	Norma UNE-ENV 1991 Euro código, CE.
Longitud	6,5 metros
Altura mín. / máx. instalación paneles	0,2 / 3,6 metros
Peso aproximado	500 kg

Tabla 1.3.4. Características de la estructura soporte sobre suelo

Fuente: Gestamp Solar

- La calidad del acero en todos los elementos que componen estas estructuras es S-235/275JR.

- Las estructuras son adaptables a las diferentes dimensiones de los paneles del mercado (dos filas de paneles) incluso con la estructura montada.

- Todos los elementos estructurales así como la tornillería son galvanizados en caliente por inmersión según UNE-EN ISO1461.
- Se pueden suministrar los elementos con otras calidades y acabados en función del requerimiento del cliente y basado en la norma UNE-EN 10.326.
- Los elementos galvanizados presentan una durabilidad conforme a lo establecido en la norma UNE-EN ISO 14.713, en función del tipo de ambiente al que se encuentran expuestos.
- En estas estructuras las uniones entre todos los elementos son atornilladas, no existiendo soldaduras ni antes ni después del proceso de acabado.
- Facilidad en el montaje debido a la sencillez de sus elementos y uniones.
- Perfecta adaptabilidad de los sistemas a la topografía del terreno.
- No se requerirá de cimentación ni de ningún tipo de obra civil dado el modelo empleado de estructura.
- Respecto a las hipótesis de cargas estructurales, deben considerarse en el diseño y calculo tanto para carga de peso propio (Paneles + estructura), Carga de nieve máxima prevista según emplazamiento indicado.
- Situará a los módulos a una altura de unos 0.2 m del suelo, debe estar eléctricamente unida a una toma de tierra, y asegurará un buen contacto eléctrico entre el marco del módulo y la tierra para permitir la protección de las personas frente a posibles pérdidas de aislamiento en el generador.
- La estructura soporte se va a fijar al suelo mediante 4 zapatas de hormigón, de dimensiones (largo x ancho x alto) 900x900x1000 milímetros.

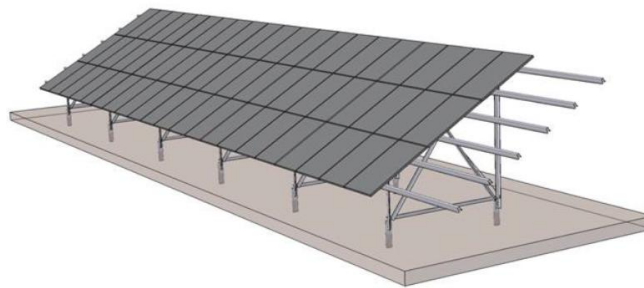


Figura 3.3.4. Estructura tipo fija para soporte de los paneles
Fuente: Gestamp Solar



4. Desarrollo eléctrico.



4.1 Dimensionamiento de la instalación.

4.1.1 Cálculos previos según características de los Paneles.

Como en este caso no disponemos de restricciones en cuanto a espacio para ubicar los módulos fotovoltaicos, procederemos a calcular la instalación de la manera más óptima posible, ya que nuestra licencia de construcción será para 4MW de potencia como máximo y se nos remunerará en función de la energía vertida a la red, por lo que será este punto el que deberemos de optimizar al máximo el rendimiento de nuestra instalación.

Por tanto, partiendo de las características eléctricas de los módulos (AS-P602-260, AEG Solar) y los inversores (SC 1000CP, SMA) que se especificarán sus características técnicas a continuación, se calcula el número de paneles e inversores necesarios para que la planta tenga una potencia de 4 MW.

Los módulos, como los inversores, imponen una serie de condiciones a la hora de realizar los cálculos. Las condiciones que debemos tener en cuenta para el dimensionamiento de la planta son:

Tensión y corriente en el punto de máxima potencia.

Uno de los puntos a considerar a la hora de la elección del inversor será que este equipado con un dispositivo electrónico de seguimiento del punto de máxima potencia de los paneles para así obtener la máxima eficiencia energética del generador, por lo tanto se considerara que en condiciones normales de funcionamiento, se entregara la máxima potencia a una tensión dada en la hoja de características:

-Módulos:

- VMPP = 30.02 V :tensión óptima de operación en las condiciones estándar STC (Temperatura del módulos fotovoltaico 25°C, Irradiancia 1000W/m², AM=1,5)
- VOC = 37.78 V: tensión de circuito abierto.
- ISC = 9.02 A: corriente de cortocircuito.
- $\alpha = -0.33\%/^{\circ}\text{C}$: coeficiente de temperatura de VOC.
- $\beta = 0.044\%/^{\circ}\text{C}$: coeficiente de temperatura de ISC.

La tensión y la corriente en los módulos fotovoltaicos se ve afectada por la temperatura, tal y como se indica en la Figura siguiente.

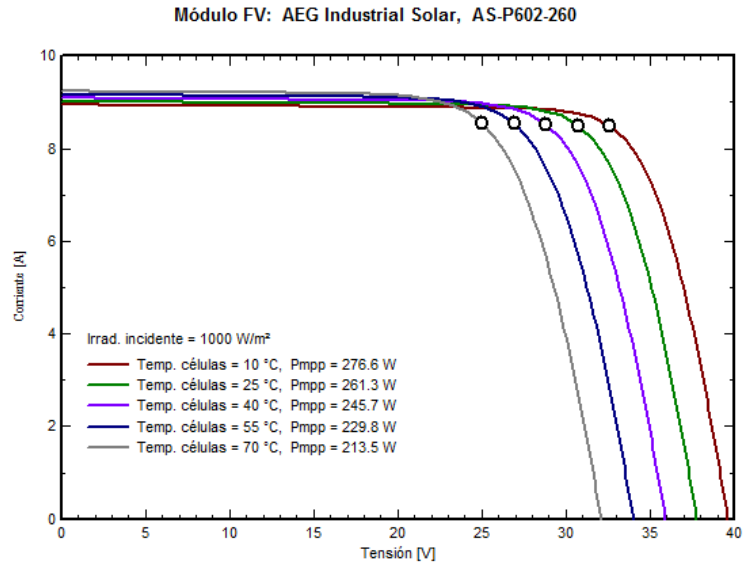


Figura 1.4.1.1. Efecto de la temperatura en la tensión y la corriente de los paneles
Fuente: AEG

Al aumentar la temperatura, la corriente de cortocircuito (ISC) aumenta mientras que la tensión de circuito abierto disminuye (VOC), según los coeficientes de temperatura que especifica cada fabricante en el catálogo de los paneles solares.

La corriente suministrada por una célula solar viene definida por la ecuación de Shockley:

$$I = I_L - I_D(V) = I_L - I_0 \left[\exp \frac{eV}{mkT} - 1 \right]$$

Fórmula 1.4.4.1

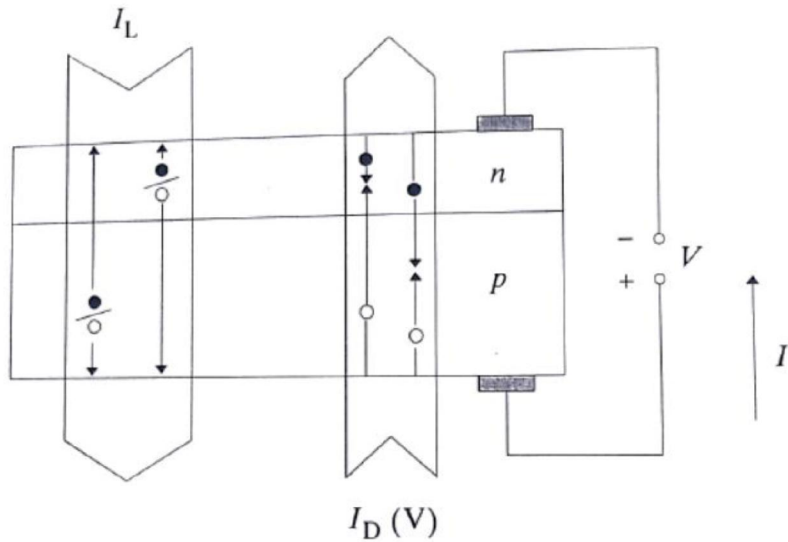


Figura 2.4.1.1. Corriente fotogenerada y corriente de diodo en una célula solar
Fuente: Sistemas Fotovoltaicos (A. Bayod)



La corriente I_L define la corriente fotogenerada debida a la generación de portadores que provoca la iluminación de la célula. La corriente I_D , denominada corriente de diodo o de oscuridad, es debida a la recombinación de los portadores, y por lo tanto su sentido es opuesto al de I_L . El resto de las variables de la ecuación son:

- $e = 1,602 \times 10^{-19} \text{C}$: carga del electrón
- V : voltaje en bornes de la célula
- $m = 1$ para tensiones bajas ($\leq 0,4 \text{V}$), $m = 2$ para tensiones altas ($> 0,4 \text{V}$)
- $k = 1,381 \times 10^{-23} \text{ J.K}^{-1}$: constante de Boltzman
- T : temperatura absoluta

La fotocorriente aumenta ligeramente con la temperatura debido en parte al aumento de las longitudes de difusión de los minoritarios y al estrechamiento de la banda prohibida (energía necesaria para liberar a un electrón de su enlace covalente hacia la banda de conducción donde puede conducir una corriente), desplazando el umbral de absorción hacia fotones de menor energía (los fotones que inciden sobre la célula con una energía mayor o igual que el ancho de la banda prohibida se absorben en el volumen del semiconductor y se generan pares electrón-hueco que pueden actuar como portadores de corriente, mientras que los fotones con energía inferior al ancho de la banda prohibida atraviesan el semiconductor sin ser absorbidos).

Pero la variación de las características de la célula se manifiesta más destacadamente en el término de la corriente de diodo, la cual disminuye al aumentar la temperatura, haciendo aumentar la corriente generada por la célula.

En cuanto a la tensión de circuito abierto, esta viene definida por la ecuación:

$$V_{OC}(T) = \frac{E_{GO}}{e} - \frac{kT}{e} \ln \frac{KT^2}{I_L}$$

Fórmula 2.4.4.1

Siendo K y E_{GO} (ancho de banda prohibida a 0K) dos constantes aproximadamente independientes de la temperatura. Observando esta ecuación se constata que la tensión de circuito abierto disminuye ante el aumento de la temperatura.

Entre las características del inversor se encuentra el rango de tensiones de máxima potencia, que para el SC 1000CP, SMA (VMPP = 596– 850 V), y la tensión en corriente continua máxima (Max. DC voltaje = 850 V). La tensión generada por los módulos en serie debe situarse dentro de esos márgenes ya que el inversor realiza el seguimiento del punto de máxima potencia.

Temperatura máxima y mínima que pueden alcanzar los paneles.

En primer lugar, se debe calcular el rango de temperaturas que se pueden alcanzar sobre los módulos fotovoltaicos, a partir de las temperaturas máximas y mínimas de la zona donde se sitúa la instalación utilizando la información recogida en el AEMET.

Además, es necesario introducir el concepto de irradiancia, como la potencia incidente sobre los paneles por unidad de superficie, que variará en función de la época del año (variación de la distancia del sol a la tierra).

Por último, notificar la utilización de una constante referida a la temperatura de operación nominal de la célula, T_{ONC} , que según el fabricante de los módulos elegidos es de $43,4^\circ\text{C}$.

La temperatura máxima sobre los paneles se calcula a partir de la máxima temperatura recogida en la zona, siendo igual a 28°C , y un valor de irradiación estándar de 1000 W/m^2 :

$$T_{max} = T_{amb}(\text{Max}) + \frac{T_{ONC} - 20}{800} * I = 28 + \frac{43,4 - 20}{800} * 1000 = 57,25^\circ\text{C}$$

Fórmula 3.4.4.1



La temperatura mínima que puede alcanzar el panel se determina para un nivel de Irradiancia de 100 W/m² y para la mínima temperatura diurna alcanzable en la zona, -13°C. Esta será:

$$T_{min} = T_{amb} (\min) + \frac{T_{ONC} - 20}{800} * I = -13 + \frac{43,4 - 20}{800} * 100 = -10,075^{\circ}\text{C}$$

Fórmula 4.4.4.1

Valores de tensión máximos y mínimos que pueden alcanzar los paneles:

A partir de las temperaturas máxima y mínima alcanzables por el panel fotovoltaico, calculamos los valores de tensiones máxima y mínima que puede alcanzar el panel, en condiciones normales de funcionamiento considerando una temperatura ambiente de 25°C.

En este caso, se debe introducir el concepto de coeficiente de temperatura, β , que según el fabricante es -0,33 %/°C. (Véase figura 1.10.1)

A partir de las expresiones anteriores, se deduce que la tensión más alta que pueden generar los paneles, se localiza en los días más fríos del año, produciéndose la tensión más baja durante los días más cálidos.

Número de paneles en serie

Para calcular el número máximo y mínimo de paneles por inversor que será necesario instalar en la planta, se debe establecer una comparación entre los rangos de tensión en el punto de máxima potencia del inversor, y las tensiones máximas y mínimas que pueden ser generadas por los paneles:

$$V_{MAX}(T_{min}) = V_{mp} * N_s (1 + \alpha * (T_{min} - T_{amb})) > 606 \text{ V}$$

Fórmula 5.4.4.1

$$V_{MAX}(T_{max}) = V_{mp} * N_s (1 + \alpha * (T_{max} - T_{amb})) < 840 \text{ V}$$

Fórmula 6.4.4.1

$$V_{OC}(T_{min}) = V_{oc} * N_s (1 + \alpha * (T_{min} - T_{amb})) < 1000 \text{ V}$$

Fórmula 7.4.4.1

Siendo:

- T_{min}= -10°C: temperatura mínima de los paneles
- T_{max}= 57°C: temperatura máxima de los paneles
- T_{amb} = 25°C: temperatura ambiente de los paneles en las condiciones STC

Según datos Aemet:

- T_{max} ambiente= +28°C
- T_{min} ambiente= -10°C

4.1.2 Elección del Inversor.

Para la elección de un inversor que cumpla tanto las normas establecidas por el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, como los requerimientos técnicos que imponen los paneles solares, se calcularán las tensiones y corrientes máximas y mínimas que podrán tenerse a la salida el generador teniendo en cuenta tanto el funcionamiento normal de los paneles solares a la hora de entregar la máxima potencia como el funcionamiento de los paneles solares cuando están sometidos a condiciones de temperatura distintas a las establecidas en las condiciones estándar de medida.

Para la elección del inversor a instalar para la conversión de potencia continua a potencia alterna del generador solar fotovoltaico y posterior inyección a la red eléctrica, deberán considerarse los siguientes valores de interés.

TABLA COMPARATIVA PANELES	SMA	POWER ELECTRONICS	INGETEAM
eLecTricaL daTa	SC1000CP	FS1000VH	IS1000TL
Input (DC)			
Max. DC power	1,122 kW	1080 kW	1,031.6kW
Max. input voltage	1,000 V	1,000V	1,050 V
MPP voltage range (50°C)	596 to 850 V	584V to 820V	524 to 820 V
Max. input current	1,635 A	1,740 A	1,800 A
Max. DC short-circuit current	2,500 A	2,260 A	2,400 A
Number of DC inputs	9	7	4
Output (AC)			
AC power (@ 25°C / @ 40°C / @ 50°C)	1,100 kVA	1,100 kVA	1.108,5 Kva
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range	405V ±10%	400V ±10%	400 V
AC power frequency / range	47 Hz to 63 Hz	50/60Hz	50/60Hz
Max. Efficiency	98.7%	98.4%	98,70%
General AC Protection & Disconn.	Circuit breaker	Circuit Breaker	Circuit Breaker
General DC Protection & Disconn.	Motor-driven load-break switch	Need a External Disconnecting Unit Cabinet	Need a External Disconnecting Unit Cabinet

Tabla 1.4.4.2. Comparativa de principales fabricantes inversores para inversor 1MVA.

Como podemos ver en dicha tabla, hemos seleccionado los principales datos en negrita indicando cuales son los modelos que mejores características disponen.

-En el caso del fabricante Ingeteam, sus principales ventajas son que dispone de un mayor rango de entrada de tensión DC, esto nos permitiría disponer de mayor juego a la hora de configurar los strings al igual que un buen rendimiento y precio, sin embargo, hay que tener en cuenta que habría que añadir protecciones adicionales en la entrada DC así como en la salida AC no se dispone de posibilidad de regulación de voltaje, pero su mayor defecto es que únicamente dispone de 4 entradas MPPTs, por lo que estamos muy limitados en este aspecto.

-En el caso del fabricante PowerElectronics, dispone de las mismas desventajas que el modelo anterior y sin embargo no nos aporta mayor rango de tensión de entrada DC, por lo que quedaría en última posición en la comparativa, sin embargo, a su favor cabe destacar que este es el equipo más económico de los tres y dispone de un número importante de entradas MPPTs.

-En el caso del fabricante SMA, dispone de múltiples ventajas, la principal de ellas sería su potencia nominal de entrada DC, elevado rendimiento, elevado número de entradas MPPTs que nos permitirán evitarnos una segunda concentración de cajas auxiliares y seguridad ante cortocircuitos, dado que aparte aporta de un elemento de protección propio, en cuanto a sus inconvenientes, cabe destacar que su precio no es el más barato del mercado y su rango de tensión de entrada DC no es muy elevado pero sería suficiente.

A pesar de que estaría muy empatada la primera y tercera opción, cabe destacar que los equipos SMA son los que mayor recorrido tienen históricamente en este sector dado que han sido pioneros en esta tecnología y es un fabricante reconocido por su fiabilidad, la característica más importante dado que este equipo es el más delicado de toda la instalación.

-Inversor propuesto Sunny Central 1000CP XT: (Valores parte DC)

- ISC (Tmax) = 2500 A: máxima corriente admisible.
- Rango de tensiones: VMPP = 596 – 850 V
- Tensión máxima en corriente continua: 1000 V

Datos técnicos	Sunny Central 1000CP XT
Entrada (CC)	
Potencia de CC máx. (con $\cos \varphi=1$)	1 122 kW
Tensión de entrada máx.	1 000 V
$U_{arr,max}$ con $I_{arr} < I_{CC,max}$	596 V
Rango de tensión del MPP (a 25°C/40°C/50°C) ^{1,2}	688 ... 850 V ³ /625 ... 850 V ³ /596 ... 850 V ³
Tensión asignada de entrada	688 V
Corriente máx. de entrada	1 635 A
Corriente de cortocircuito máx.	2 500 A
Número de entradas del MPP independientes	1
Número de entradas de CC	9
Salida (CA)	
Potencia de CA (a 25°C/40°C/50°C)	1 100 kVA/1 000 kVA/900 kVA
Tensión nominal de CA/rango de tensión nominal de CA	405 V/365 V ... 465 V
Frecuencia de red de CA/rango	50 Hz, 60 Hz/47 Hz ... 63 Hz
Frecuencia/tensión asignada de red	50 Hz/405 V
Corriente máx. de salida/coeficiente máx. de distorsión	1 568 A/0,03
Factor de potencia a potencia asignada/factor de desfase ajustable	1/0,9 inductivo ... 0,9 capacitivo
Fases de inyección/conexión	3/3
Rendimiento⁴	
Rendimiento máx./europeo/californiano	98,7%/98,4%/98,5%
Dispositivos de protección	
Punto de desconexión en el lado de entrada	Seccionador de carga a motor
Punto de desconexión en el lado de salida	Interruptor de potencia de CA
Protección contra sobretensión de CC	Descargador de sobretensión del tipo I
Protección contra rayos (según IEC 62305-1)	Tipo de protección contra rayos III
Detección de redes aisladas: activa/pasiva	● / -
Monitorización de red	●
Monitorización de fallo a tierra	○ / ○
Monitorización de aislamiento	○
Descargador de sobretensión de la alimentación auxiliar	●
Clase de protección (según IEC 62103)/categoría de sobretensión (según IEC 60664-1)	I/III
Datos generales	
Dimensiones (ancho x alto x fondo)	2 562/2 272/956 mm (101/89/38 in)
Peso	1 900 kg (4 300 lb)
Rango de temperatura de servicio	-25 °C ... 62 °C/-13 °C ... 144 °F
Rango ampliado de temperatura de servicio	○ [-40 °C ... 62 °C/-40 °C ... 144 °F]
Emissiones de ruido ⁵	68 db(A)
Autoc consumo máx. (funcionamiento ⁶ /autoconsumo (nocturno))	1 950 W/<100 W
Tensión de alimentación auxiliar externa	230 V/400 V (3/N/PE)
Sistema de refrigeración	OptiCool
Tipo de protección: electrónica/área de conexión (según IEC 60529)/según IEC 60721-3-4	IP54/IP43/4C2, 4S2
Campo de aplicación: sin protección al aire libre/interiores	● / ○
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	15% ... 95%
Altitud de funcionamiento máx. sobre el nivel del mar 2 000 m/4 000 m	● / ○
Consumo de aire fresco (inversor)	3 000 m ³ /h
Equipamiento	
Conexión de CC/CA	Terminal de anillo/terminal de anillo
Pantalla	Pantalla táctil HMI
Comunicación/protocolos	Ethernet (fibra óptica opcional), Modbus
Monitorización de CC (monitorización de zona/string)	○ / ○
SC-COM/monitorización de la instalación	● / ○ (a través del Sunny Portal)
Color carcasa/puerta/pedestal/techo	RAL 9016/9016/7004/7004
Garantía: 5/10/15/20/25 años	● / ○ / ○ / ○ / ○
Funciones de gestión de red configurables	Reducción de potencia, ajuste predeterminado de la potencia reactiva, apoyo dinámico de red (como LVRT)
Certificados y autorizaciones (otras a petición)	EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, conformidad CEM, conformidad CE, BDEW-MSRL / FGW / TRB, Arrêté du 23/04/08, R.D. 1663/2000, R.D. 661/2007, P.O. 12.3 / IEEE 1547 ⁷
● Equipamiento de serie ○ Opcional - No disponible	
Modelo comercial	SC 1000CP-10

Figura 1.4.4.2. Ficha características Inversor Sunny Central 1000CP XT.

Fuente: SMA

Por seguridad se establecerán unos márgenes más acotados, reduciendo 10 V el rango de tensiones (596 – 850 V), por lo que este rango quedara acotado en (606 – 840 V) para calcular $V_{max} (T_{max})/ V_{max} (T_{min})$ y para $V_{max} (Inversor) < V_{oc} (T_{min})$. Se obtendrá la tabla siguiente en función del número de módulos en serie:

Ns	Vmax (Tmin)	Vmax (Tmax)	Voc (Tmin)	VALIDEZ SMA SC1000CP
1	33,48731	26,8251215	42,14359	NO
2	66,97462	53,650243	84,28718	NO
3	100,46193	80,4753645	126,43077	NO
4	133,94924	107,300486	168,57436	NO
5	167,43655	134,1256075	210,71795	NO
6	200,92386	160,950729	252,86154	NO
7	234,41117	187,7758505	295,00513	NO
8	267,89848	214,600972	337,14872	NO
9	301,38579	241,4260935	379,29231	NO
10	334,8731	268,251215	421,4359	NO
11	368,36041	295,0763365	463,57949	NO
12	401,84772	321,901458	505,72308	NO
13	435,33503	348,7265795	547,86667	NO
14	468,82234	375,551701	590,01026	NO
15	502,30965	402,3768225	632,15385	NO
16	535,79696	429,201944	674,29744	NO
17	569,28427	456,0270655	716,44103	NO
18	602,77158	482,852187	758,58462	NO
19	636,25889	509,6773085	800,72821	NO
20	669,7462	536,50243	842,8718	NO
21	703,23351	563,3275515	885,01539	NO
22	736,72082	590,152673	927,15898	NO
23	770,20813	616,9777945	969,30257	SI
24	803,69544	643,802916	1011,44616	NO

Tabla 2.4.4.2. Calculo de numero de paneles en serie.

Ns= 23 módulos en serie.

Para calcular el número de módulos máximo en paralelo ($N_p \text{ Max}$) también hay que tener en cuenta la temperatura. En este caso la restricción viene dada por la corriente continua máxima admisible por el inversor (2500 A).

$$I_{sc}(T_{max}) = I_{sc} * N_{p \text{ max}} (1 + \beta * (T_{max} - T_{amb}))$$

Fórmula 1.4.4.2

Para este método, el margen de seguridad establecido es de 10 A (por lo que $I_{sc} (T_{max})$ debe ser menor de 2490 A). Para ese valor de corriente, el número de módulos máximo en paralelo es:

$N_p \text{ Max} \approx 272$

El sobredimensionamiento (SD) que admite el inversor *SC 1000CP, SMA* se calcula a partir de la Máxima Potencia en Corriente Continua = 1122 kWp (para condiciones por debajo de las estándar STC).

$$SD = \frac{P_{\max CC} - P_{nom}}{P_{nom}}$$

Fórmula 2.4.4.2

SD=0.122= 12.2%

El inversor, teóricamente admitirá hasta un 12.2% de sobredimensionamiento, lo cual genera otra restricción para el cálculo del número de ramas o string en paralelo:

$$N_p = \frac{P_{\max CC}}{N_s * P_{\text{pico/modulo}}}$$

Fórmula 3.4.4.2

$N_p=187,62 \sim 188$

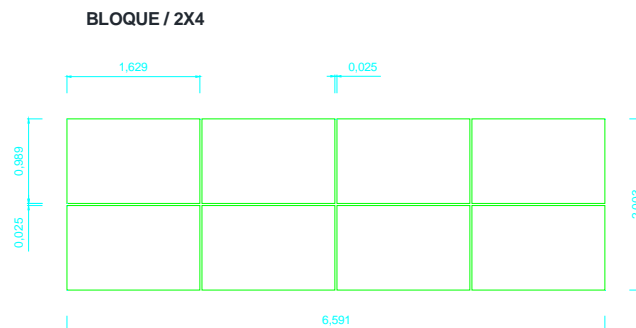


Figura 2.4.4.2. Distribución paneles en estructura tipo.

Número de módulos fotovoltaicos conectados en serie por rama o string: 23 módulos/string.

El inversor *SMA SC1000CP-XT* cumple con la normativa vigente para este tipo de equipos destinados a la producción de energía mediante la tecnología solar fotovoltaica pero debido a su bajo índice de protección (IP43 en área de conexión (acorde con la norma IEC 60529)), deberá instalarse dentro de una caseta para aumentar su grado de protección ante condiciones externas adversas.

Como último punto de este apartado y no por ello menos importante, para la elección de este inversor se ha tenido en cuenta, principalmente su grado de fiabilidad, (es el fabricante avalado con mayor nivel del mercado junto con mayor número de MW instalados en el mundo) además de disponer uno de los mayores rendimientos del mercado y cumplir con todas las características necesarios para nuestra instalación, por todo lo anterior, a pesar de que su precio, no es el más económico del mercado, siendo éste el elemento más crítico de toda la instalación, no debemos de fijarnos en este punto, ya que por otro lado, siendo de tan elevada fiabilidad, nos ahorraremos un pico en labores de mantenimiento.

Por otro lado, podríamos haber optado por su variante de 2MW (mod. *SC2000CP-XP*), sin embargo, en el remoto caso de que hubiera algún problema en la instalación ya sea



interno o externo, perderíamos prácticamente el 50% de la capacidad de generación total de la planta, por lo que dado este valor, lo descartaremos automáticamente, ya que puede suponer un riesgo importante en caso de una parada de larga duración. De todas formas, a continuación vamos a proceder a justificar este aspecto:

En conclusión, en esta instalación se utilizarán cuatro (4) inversores de 1000kW, dos (2) por cada bloque de 2MW. El inversor elegido para este proyecto ha sido el fabricado por SMA mod. SC1000CP XT dada sus características, fiabilidad y buena reputación en el mercado. De todas formas, vamos a justificar al final de este apartado con mayor detalle este tipo de disposición.

Además deberán de cumplir los siguientes requerimientos en cuanto a normativa:

Normativa de inversores

NORMATIVAS DE SEGURIDAD

EN 62477-1 Requisitos de seguridad para sistemas y equipos de conversión de potencia de semiconductores

- Parte 1: Generalidades

UNE-EN 62109 Seguridad de los convertidores de potencia utilizados en sistemas de potencia fotovoltaicos

- Parte 1: Requisitos generales
- Parte 2: Requisitos particulares para inversores

IEC/TS 62910 Ed. 1.0 Test procedure of Low Voltage Ride-Through (LVRT) measurement for utility-interconnected photovoltaic inverter

UNE 206006 IN Ensayos de detección de funcionamiento en isla de múltiples inversores fotovoltaicos conectados a red en paralelo

UNE 206007 Requisitos de conexión a la red eléctrica

- Parte 1 Inversores para conexión a la red de distribución (UNE 206007-1)
- Parte 2 Requisitos relativos a la seguridad del sistema para instalaciones constituidas por inversores (UNE 206007-2)

PNE 217001 IN Requisitos y ensayos para sistemas que eviten el vertido de energía a la red de distribución

NORMATIVAS DE COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA

Actualmente, no hay ninguna norma específica de compatibilidad electromagnética relacionada con los Sistemas Fotovoltaicos.



NORMATIVAS DE CALIDAD

UNE-EN 50530 Rendimiento global de los inversores fotovoltaicos conectados a la red

UNE-EN 61683 Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento

Requerimientos de conexión a red

UNE-EN 62466 Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema

UNE-EN 61727 Sistemas fotovoltaicos (FV). Características de la interfaz de conexión a la red eléctrica.

IEC 60947-7-1 Aparata de baja tensión. Bloques auxiliares. Conductores eléctricos.

UNE-EN ISO 9488:2001 Energía solar. Vocabulario.

4.1.3 Dimensionamiento transformadores MT-BT

La planta fotovoltaica dispondrá de un total de dos (2) transformadores de potencia, uno por cada bloque modular de 2MW. Estos transformadores tienen la finalidad de elevar la Baja Tensión a Media Tensión para realizar el transporte de energía por la planta disminuyendo al máximo las pérdidas, y elevando la tensión a la tensión de evacuación definida por la compañía distribuidora ERZ-Endesa (16kV). De este modo no es necesario recurrir a otro transformador elevador para evacuar a la red de distribución.

Como primera aproximación, lo lógico en este proyecto parece que es elegir transformadores de 2MVA por cada bloque modular de 2MW. En este apartado se realizará un estudio para comprobar qué sobrecarga permite el transformador, teniendo en cuenta la temperatura y siendo limitada por los efectos a corto y largo plazo que tiene sobre el transformador, y que son descritos más adelante, sin que disminuya la vida útil del mismo.

Cabe destacar que la temperatura cobra una importancia destacable en el funcionamiento de los transformadores. Existen diversos factores que afectan a la duración de la vida de un transformador. Esta duración depende mucho de acontecimientos extraordinarios, como pueden ser sobretensiones, cortocircuitos en la red y sobrecargas de emergencia. La esperanza de vida normal está definida para un servicio continuo ininterrumpido a la temperatura ambiente de referencia y en las condiciones de funcionamiento asignadas. Si la carga aplicada supera las definidas en la placa de características y/o la temperatura ambiente es superior al valor asignado, esto implica un riesgo y una aceleración del envejecimiento del transformador.



El sobrecargar un transformador por encima de los valores asignados acarrea diversas consecuencias, entre las que se encuentran:

- Las temperaturas de los arrollamientos, piezas de apriete, conexiones, aislamientos y del aceite, aumentan y pueden alcanzar valores inaceptables.
- La densidad del flujo de dispersión fuera del circuito magnético aumenta y provoca un incremento de calentamiento por corrientes de Foucault en las partes metálicas
- atravesadas por el flujo.
- La combinación del flujo principal y el de dispersión limitan la posibilidad de sobreexcitar el circuito magnético.
- Las variaciones de temperatura implican modificaciones en el contenido de humedad y gases, en los aislamientos y en el aceite.
- Los bornes, cambiadores de tomas, terminales de cable y los transformadores de intensidad se verán también expuestos a condiciones más severas reduciendo sus posibilidades de utilización.

Como consecuencia de todo lo anteriormente citado, habrá un riesgo de fallo prematuro asociado al aumento de corrientes y temperaturas.

El efecto sobre el transformador de la temperatura puede ser tanto a corto como a largo plazo.

Como efectos a corto plazo se tienen: temperaturas elevadas provocan un deterioro temporal de las propiedades mecánicas con la consecuente reducción de la capacidad de soportar esfuerzos de cortocircuito; si la temperatura de aislamiento excede la temperatura crítica, se puede producir acumulación de gases en los pasatapas o una expansión del aceite que provoque un desbordamiento del mismo en el depósito conservador.

Como efectos a largo plazo se pueden destacar: se producirá una aceleración de la degradación térmica acumulativa del aislamiento de los conductores, al igual que de otros materiales aislantes, partes estructurales y los conductores mismos; las juntas del transformador pueden volverse más frágiles a altas temperaturas [Norma UNE 20 110:1995,

“Guía de carga para transformadores de potencia sumergidos en aceites”].

Por lo tanto, transformadores localizados en zonas geográficas con temperaturas ambientes más bajas que en zonas cálidas, pueden trabajar con una mayor capacidad de carga. En zonas donde las temperaturas ambientes no son altas los transformadores pueden trabajar en sobrecarga sin disminuir su vida útil.

Es necesario analizar los días en los que se produce la máxima cantidad de energía respecto al resto del año, y estudiar el caso más desfavorable, esto es, el día en el que la temperatura sea mayor ya que el transformador reducirá su capacidad de carga.

Según los datos horarios proporcionados por el PVSyst, los días en los que la producción es mayor (por cada bloque modular de 2MW) son los especificados en la siguiente tabla.

	kW	kW	kW	kW	A	V	%	°C
Fecha	Pot Aparente Trafo (kVA)	E_InTrafo (Rend Inv) (kVA)	EIn2Inverter (kVA)	EInInverter (kVA)	IArray (A)	UArray (V)	EffInvR (%)	T Amb (°C)
23/03 12:00	2.392	2.153	2.188	1.094	1835.7	596	98.451	16.49
23/03 11:00	2.331	2.098	2.132	1.066	1764.1	604.28	98.459	14.99
23/04 11:00	2.294	2.064	2.098	1.049	1717.3	610.9	98.462	14.25
23/04 12:00	2.283	2.055	2.088	1.044	1719.4	607.49	98.468	15.29
06/04 12:00	2.276	2.049	2.082	1.041	1748	596	98.48	18.33
06/04 11:00	2.276	2.049	2.082	1.041	1736.6	599.67	98.477	17.32
26/04 11:00	2.274	2.047	2.080	1.040	1690.9	615.16	98.464	13.67
26/03 11:00	2.272	2.045	2.078	1.039	1685.3	616.85	98.463	13.28
22/09 11:00	2.270	2.043	2.076	1.038	1743.3	596	98.482	19.96
22/03 12:00	2.268	2.041	2.074	1.037	1738.7	596.78	98.482	18.2
27/04/ 11:00	2.265	2.039	2.072	1.036	1703	608.36	98.473	15.5
25/04/ 11:00	2.263	2.037	2.070	1.035	1704.7	607.49	98.474	15.73
22/03/ 11:00	2.261	2.035	2.068	1.034	1715.5	602.83	98.479	16.92
26/04/ 12:00	2.259	2.033	2.066	1.033	1686.7	612.7	98.47	14.59
26/09/ 11:00	2.257	2.031	2.064	1.032	1732.5	596	98.486	20.36
25/04/ 12:00	2.250	2.025	2.058	1.029	1702.9	604.29	98.481	16.82
27/04/ 12:00	2.248	2.023	2.056	1.028	1699.1	605.48	98.48	16.55
24/04/ 11:00	2.241	2.017	2.050	1.025	1643.1	624.36	98.464	11.91
22/09/ 12:00	2.239	2.015	2.048	1.024	1718.9	596	98.491	20.98
05/03/ 12:00	2.237	2.013	2.046	1.023	1619.1	631.95	98.459	10.01

Tabla 1.4.1.3. Datos de simulación con PVSyst

La columna “EInInverter” se refiere a la potencia (kW) que reciben cada uno de los inversores.

Como los bloques modulares son simétricos y equivalentes de cara a los inversores, la potencia activa que recibirá el transformador será el doble de la potencia de los inversores (EIn2Inverter), y multiplicada por el rendimiento de los mismos (98.4% EUR: European Efficiency) será EInTrafo.

Finalmente, la potencia aparente que verá el transformador será la potencia anteriormente calculada (“POT*Rend”) entre el factor de potencia más desfavorable del inversor ($\cos\phi=0,9$ para el *SUNNY CENTRAL SC1000CP*), cuyo valor aparecerá en la tabla PotAparenteTrafo.

Una vez calculada esta potencia aparente (en kilovoltioamperios o kVA), se eligen los 20 días en los que la potencia a la que trabaja el transformador es mayor, tal y como indica la norma, y de los que se obtiene la tabla anteriormente citada. El día más desfavorable es aquel en el que la temperatura es mayor. En este caso y para un año tipo, ese día se corresponde con el 22 de Septiembre.

Se procede a analizar este día y la curva de funcionamiento del transformador para realizar el dimensionamiento del mismo en el día más desfavorable del año.

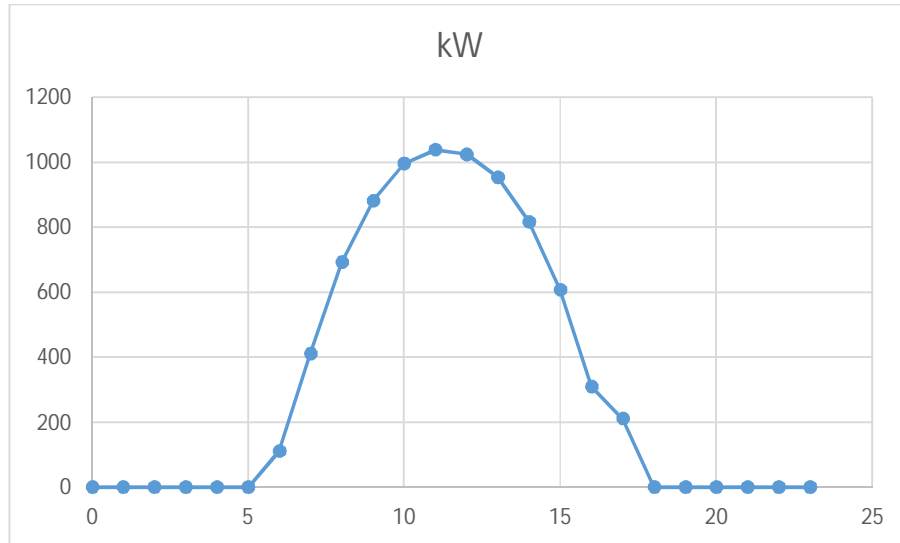


Figura 1.4.1.3. Curva de funcionamiento del transformador el 22 de Septiembre.

Como previamente se ha mentado, el estudio se realizará modelizando el ciclo de carga diario de un transformador por una curva compuesta de dos escalones que simbolizan la carga inicial y la carga pico. El escalón correspondiente a la carga pico puede ser definido para 0.5, 1, 2, 4, 8 y 24 horas, en función de la curva de funcionamiento real del transformador que se tenga y de lo conservador que se quiera ser.

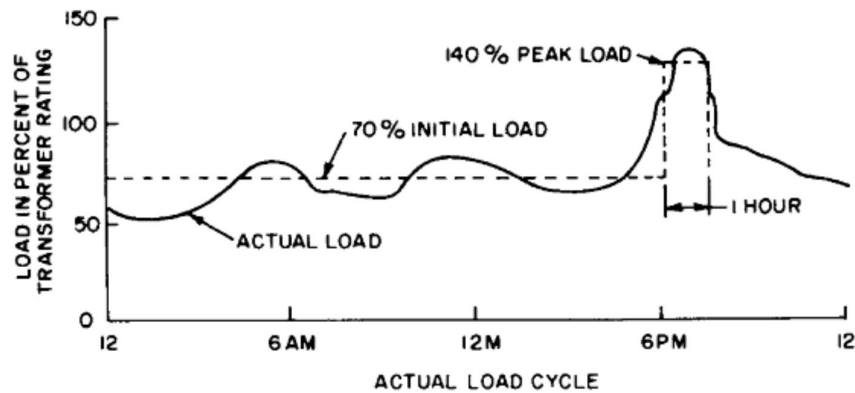


Figura 2.4.1.3. Ejemplo curva característica de un transformador.
Fuente: Maquinas eléctricas (Fraile Mora)

Esta equivalencia es posible ya que un transformador que alimenta una carga fluctuante tiene unas pérdidas igualmente fluctuantes, pero que son equivalentes a una carga intermedia constante mantenida durante el mismo período de tiempo. Esto es debido a las características de almacenamiento térmico de los materiales del transformador. Por lo tanto, en la Figura X se representan la carga (en kilovoltamperios, KVA) en cada hora del día 22 de Septiembre que se ha definido como el más desfavorable del año.

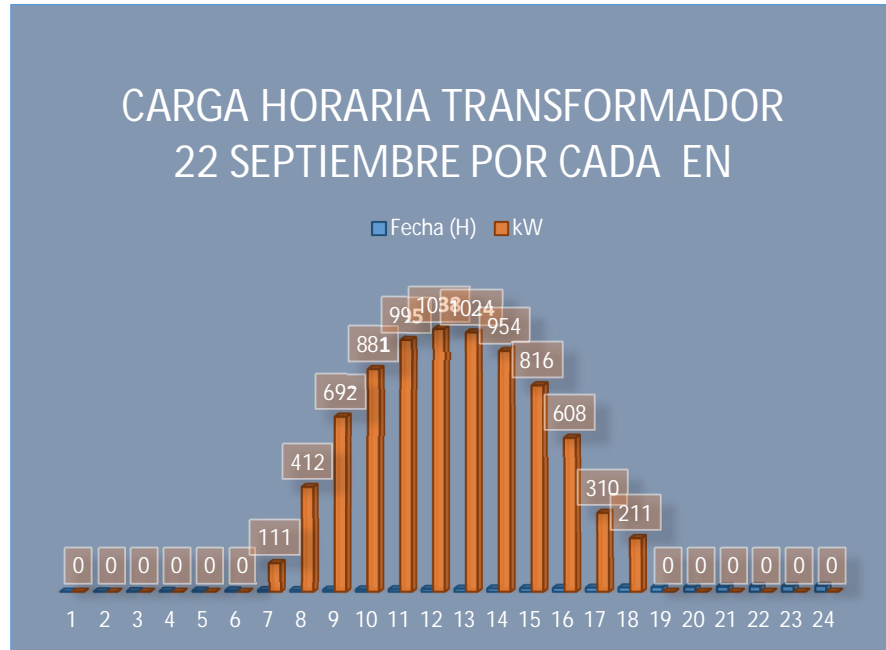


Figura 3.4.1.3. Valores horarios de carga del transformador por cada devanado.

La carga equivalente se calcula a partir de la ecuación siguiente,

$$\text{Equivalent Load or RMS value} = \sqrt{\frac{L_1^2 \cdot t_1 + L_2^2 \cdot t_2 + \dots + L_{24}^2 \cdot t_{24}}{t_1 + t_2 + \dots + t_{24}}}$$

Fórmula 1.4.4.3

Teniendo en cuenta que L_{i+1} representa la suma de cargas en VA de cada devanado por cada hora i .

L1 (00:00)	0	L13 (12:00)	2432247,46
L2 (01:00)	0	L14 (13:00)	2067479,79
L3 (02:00)	0	L15 (14:00)	1505077,8
L4 (03:00)	0	L16 (15:00)	908740,73
L5 (04:00)	0	L17 (16:00)	326367,363
L6 (05:00)	0	L18 (17:00)	36818,1248
L7 (06:00)	23653,125	L19 (18:00)	0
L8 (07:00)	261032,026	L20 (19:00)	0
L9 (08:00)	855615,13	L21 (20:00)	0
L10 (09:00)	1564432,85	L22 (21:00)	0
L11 (10:00)	2124643,75	L23 (22:00)	0
L12 (11:00)	2471175,73	L24 (23:00)	0

Tabla 2.4.1.3. Valores horarios de carga del transformador.



Conclusión dimensionamiento transformadores.

Primeramente, es necesario elegir el aislamiento del transformador y el fabricante.

En cuanto a fabricantes de transformadores, existe un amplio repertorio tanto en mercado nacional como internacional, cabe destacar que para este tipo de instalaciones, el transformador es un elemento muy importante, ya que cualquier problema que tenga este equipo, puede paralizar completamente una parte de la instalación al igual que en el caso del inversor, (aunque siendo este primero mucho más robusto dado que no dispone de equipos electrónicos).

Respecto a las características de los transformadores, al estar todos estandarizados y disponer de unos rendimientos muy similares (siempre en una comparativa de primeras marcas), no vamos a proceder a un estudio comparativo de los mismos, dado que son equipos muy especiales que se fabrican prácticamente a la carta.

Por tanto, el transformador será del fabricante EFACEC y en cuanto a sus características, dispondrá de refrigeración natural y estará inmerso en aceite (aislamiento ONAN: Oil Natural Air Natural), dado que este tipo de refrigeración, es más económica y además, permite una mayor durabilidad de los equipos que, por ejemplo, el aislamiento en resina epoxi, sin embargo, requiere de un mantenimiento preventivo de cambio de aceite cada cierto tiempo que con el otro tipo de refrigeración no sería necesario.

Será un transformador "Indoor", transformador de interior ubicado en un prefabricado. Este tipo de transformador es el más empleado en Europa en proyectos similares al presente, por las ventajas que tiene su ubicación en interior, (La refrigeración del mismo se realiza mediante ventilación forzada para asegurar sus parámetros en todo momento, se evitan robos y la durabilidad del mismo es mayor ya que no influyen elementos externos tanto animales como atmosféricos), el único inconveniente es que es necesaria la implantación de un edificio prefabricado para albergar este equipo.

La potencia de los transformadores a emplear será del fabricante de 2400 kVA (potencia normalizada) con el condicionante que debe poder soportar una sobrecarga temporal (3h) de un 10% para evitar picos de producción eventuales, tal y como hemos visto en la tabla 1.4.1.3.

El transformador estará regulado en la primera toma (+5%) para lograr 16 kV en el lado de Media Tensión a partir de la relación $405\text{ V}-405\text{ V} / 15.2\text{ kV}$ ($16\text{ kV} = 15.238 \times [1-0,05]$), y el secundario dada la tensión del transformador.

Este transformador deberá cumplir la normativa UNE EN-548/2014.

- Potencia nominal 2400 kVA.
- Tensión primario 15.238 V
- Tensión secundario 405 V – 405 V
- Nivel de aislamiento Primario 125 kV
- Nivel de aislamiento Secundario 24 kV
- Grupo de conexión Dyn11
- Tomas de regulación $\pm 5\%$ / $\pm 2,5\%$
- Normativa UE N° 548/2014.
- Aumento de la temperatura devanados 75°C
- Refrigeración ONAN
- Rendimiento 99.3%
- Pérdidas en vacío 3.280 W
- Pérdidas plena carga 23.330 W (75°)
- Nivel de ruido 62 dB (1m)
- Dimensiones (2,100m x 2,590m x 1,500m)



4.1.4 Envolvente prefabricada de hormigón

Se dispondrá de cuatro edificios tipo formato de Estación Transformadora de hormigón modelo EFACEC PUCBET Monobloque para albergar por separado las siguientes configuraciones:

- Centros de Inversores. (Véase anexo 5, plano 5)
- Centro de Transformadores. (Véase anexo, 5 plano 7)
- Centro de seccionamiento. (Véase anexo 5, plano 4)

A continuación vamos a proceder a describir sus características generales.

Centro Pucbet

El PUCBET es un edificio prefabricado de dimensiones apropiadas que permite efectuar cualquier esquema eléctrico de media tensión, adaptándose perfectamente a los diferentes usos y necesidades de los clientes, tanto en la distribución pública y privada. La resistencia y gran fiabilidad de este equipo se obtiene asegurando la calidad del hormigón, el uso de hormigón H40 y acero B500, permite una resistencia superior a 300kg/cm² y una total impermeabilidad. Subrayar la importancia de una elevada resistencia mecánica de la envolvente de hormigón ya que la instalación de este equipo se hace, la mayor parte de veces, en lugares accesibles al público y sin vallas de protección.

El acceso para la utilización y el acceso al transformador se realizan a través de puertas, con cerradura de seguridad o dispositivos de enclavamiento mecánico.

Se dispondrá del formato de Estación Transformadora de hormigón modelo EFACEC PUCBET Monobloque para albergar tanto los equipos de Media tensión como de Baja tensión.

Características generales

Los centros PUCBET se rigen fundamentalmente por los siguientes conceptos:

- Fabricado según RU 1303 A y UNE UNE-EN 62271-202:2007
- Respeto las normas y reglamentos aplicables, asegurando una fiabilidad total de la operación.
- Fabricado en hormigón armado de elevada resistencia y totalmente impermeable.
- Permite el uso de cualquier tipo de revestimiento exterior.
- Puertas y rejillas de ventilación en chapa galvanizada y lacada en epoxi.
- Resistente a los ambientes más agresivos.
- Fácil de integrar en el medio rural y urbano.
- Gran flexibilidad en uso de espacios interiores.
- Versatilidad en la separación del compartimiento del transformador.
- Adaptado a varios tipos de equipamientos (compañía y abonado)
- Facilidad de transporte y montaje.

Condiciones ambientales

Los edificios prefabricados de hormigón resisten las condiciones ambientales más severas.

Temperatura ambiente:

- mínima: - 40°C
- máxima: +40°C

Humedad Relativa: 100%

Características constructivas:

Base y paredes

La base y las paredes son de hormigón prefabricado con malla electro soldada de acero. La base tiene orificios para los cables de entrada y salida de media y baja tensión y una área de recogida de aceite para casos eventuales de pérdidas en del transformador (donde se utiliza transformador con dieléctrico de aceite).

Techos

El techo de los edificios constituidos por los paneles se coloca sobre las paredes por gravedad. Este sistema, complementado con el diseño del techo equipado con las aletas, asegura la estanqueidad de la unión entre las paredes y el techo.

Pavimento

El pavimento consiste en una losa de hormigón prefabricada, fabricada en una plataforma vibratoria colocada en la base por gravedad. Sobre esta losa se colocaran las celdas de media tensión, transformadores, cuadros de baja tensión y los demás elementos del equipo. En esta losa hay orificios que permiten pasar los cables de celdas y cuadros eléctricos. En la parte central de la losa también se practican unas tapas para paso de personal que permiten el acceso a la galería de cables.

Equipotencial

La propia armadura de la malla electro soldada del edificio de hormigón garantiza equipotencial perfecto de todo el conjunto. Siguiendo la reglamentación, la base, las paredes, la cobertura y los pavimentos constituyen una malla equipotencial.

Depósito de recogida de aceite

El diseño de PUCBET incluye, en la base, un depósito que, en los casos en los que se utiliza un transformador de aceite, funciona como un depósito para la recogida del dieléctrico, estando dimensionado para recoger en su interior todo el aceite del transformador.

En caso de una eventual fuga de aceite, éste será forzado por el propio diseño de la losa en forma de diamante de decantación a evacuar a la rejilla ubicada en la parte superior del foso. Esta rejilla esta rellena de grava $\text{Æ}20$ mm con el fin de evitar que el fuego se propague desde el interior al exterior de la cuba.

Este recinto garantiza estanquidad total para el exterior cumpliendo con las reglas ambientales en vigor.

Cuba de recogida de aceite

En Este caso se dispondrá de una cuba de recogida de aceite de chapa galvanizada de un peso de 215 kg y una capacidad máxima de 1199 litros.

Puertas y rejillas de ventilación

Las puertas y las aberturas de ventilación son de chapa galvanizada de 2 mm de espesor, pintadas con epoxi caliente. Esta doble protección, galvanizado y pintura, las hace muy resistentes a la corrosión causada por los agentes atmosféricos. Las ventilaciones poseen unas finas mallas metálicas que impiden la penetración de pequeños insectos y otros animales pequeños, sin disminuir la capacidad de ventilación.

Ventilación

La ventilación de PUCBET se realiza por convección natural a través de rejillas de ventilación en chapa galvanizada y pintada, para entrada y salida de aire garantizando la disipación de calor. El número de rejillas de ventilación y la superficie de la misma, depende del número de transformadores del equipo y la potencia disipada.

Las rejillas de ventilación están diseñadas para impedir la entrada de animales pequeños, la entrada de aguas pluviales y los contactos accidentales con las partes de baja tensión mediante la introducción de elementos metálicos para la misma.

Índice de Protección

El índice de protección exterior de PUCBET es IP 23D excepto las rejillas que son IP 33D. En relación al impacto mecánico es IK 10.

Iluminación y tomas

En el interior de PUCBET se dispondrá de iluminación que se colocará para proporcionar un nivel de iluminación suficiente para verificar y maniobrar los elementos contenidos en él.

Seguridad

El PUCBET fue diseñado para garantizar la seguridad completa de la operación.

Todos los equipos de MT instalados disponen de refuerzos estructurales que le permite resistir en caso de arco interno y también los dispositivos de protección contra sobrepresión, lo que permite el escape de humos y gases calientes para proteger a los operadores. También es posible utilizar enclavamientos por bloqueo entre las diferentes funciones de los equipos para garantizar la total seguridad funcional.

Bajo pedido se proporcionan todos los equipos y los accesorios previstos en el reglamento que permiten garantizar la total seguridad del operador durante la operación del equipo.

Configuraciones

El edificio de hormigón presentará las dimensiones concretas de acuerdo con la configuración deseada resultante de los equipos que se instalen en la sala de maniobra y la celda del transformador.

Además, en el interior de PUCBET, también contará con la existencia de tomas para usos generales.

Dimensiones exteriores de los edificios							
Modelo	PT-3500	PT-4500	PT-5500	PT-6500	PT-7500	PT-8500	PT-10000
Profundidad (A) mm	2520	2520	2520	2520	2520	2520	2520
Ancho (B) mm	3500	4500	5500	6500	7500	8500	9840
Altura (C) mm	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200
	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500

Tabla 1.4.1.4. Dimensiones tipo de los Edificios Efacec.

Fuente: EFACEC

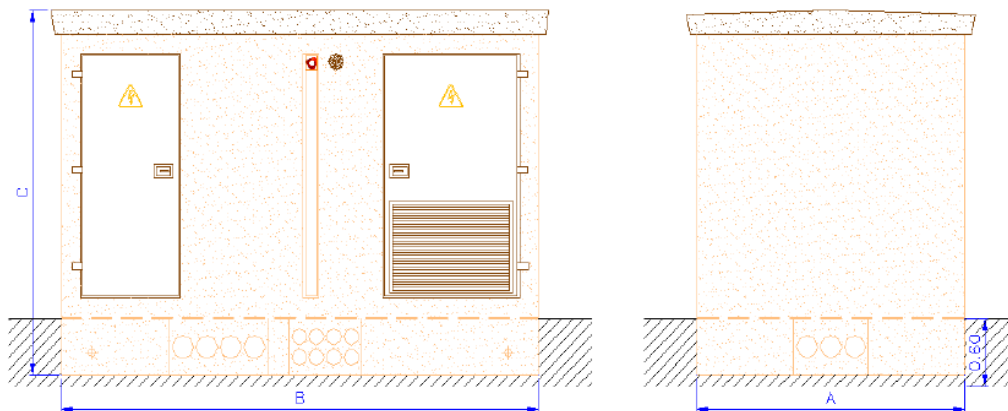


Figura 1.4.1.4. Imagen exterior centro de transformación.

Fuente: EFACEC



Figura 2.4.1.4. Imagen exterior centro de transformación.
Fuente: EFACEC

4.1.5 Celdas de Media Tensión

Tal y como hemos comentado anteriormente, las celdas de Media Tensión con aislamiento integral en SF6 se localizarán en los centros de seccionamiento y su objetivo es facilitar la operación, maniobra y protección en la parte previa de la evacuación a la red de distribución. Las cuales dispondrán de las siguientes características:

Modelo Fluofix (Efacec)

Tensión nominal	24 kV
Nivel de aislamiento	
A frecuencia industrial (50 Hz – 1 min)	50 kV
Al choque (1,2 / 50 μ s)	125 kV
Corriente nominal	
Embarrado	630 A
Llegada / salida	630 A
Protección por fusible	200 A
Protección por Interruptor Automático	630 A
Corriente de corto-circuito	16 kA (3s) 20 kA (1s)
Poder de cierre bajo corto-circuito	50 kA
Frecuencia	50 Hz
Arco interno (IAC AFL)	Hasta 20kA 1s
Temperatura ambiente	-5 a 40 °C
Presión de Llenado nominal (20°C)	0,3 bar rel
Categoría de pérdida de continuidad de servicio	LSC 2A (según CEI 62271-200)
Clase de separación	PM (según CEI 62271-200)
Índice de protección (CEI 60529 y EN 50102)	IP67 (compartimento media tensión) IP3XC (compartimento mando, excepto entrada de palancas) IP 3XC (compartimento cables) IK09 (Compartimento Media Tensión) IK08 compartimentos de mando y cables

Tabla 1.4.1.5. Características técnicas de las celdas.
Fuente: EFACEC

Dimensiones de unidades 24 kV

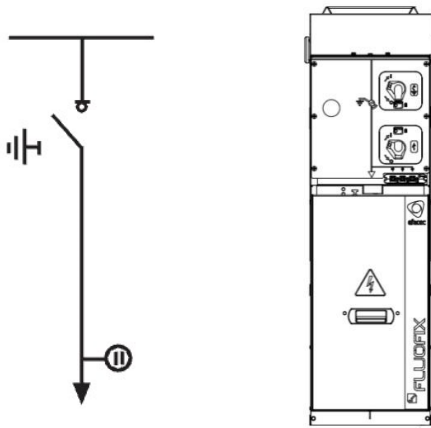
Unidad	Anchura (mm)	Altura (mm)	Profundidad (mm)	Peso (kg)
IS	370	1279	727	125
CIS	450	1279	727	155
DC	450	1279	727	155
M	750	1279	892	140
2IS+CIS	1190	1279	727	290

Tabla 2.4.1.5. Dimensiones de las celdas MT.

Fuente: EFACEC

UNIDADES MODULARES

Unidad IS



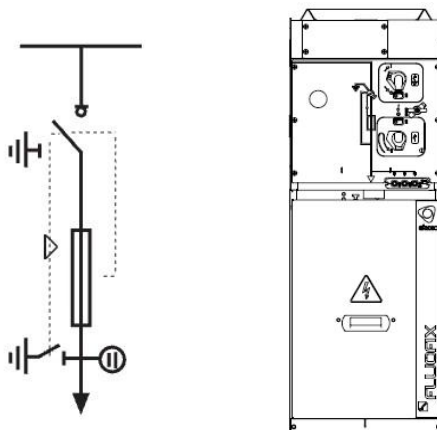
Función Línea (IS)

Unidad para llegada / salida de cables equipada con interruptor seccionador ISFG (mando CI1).

Figura 1.4.1.5. Celda de Línea.

Fuente: EFACEC

Unidad CIS



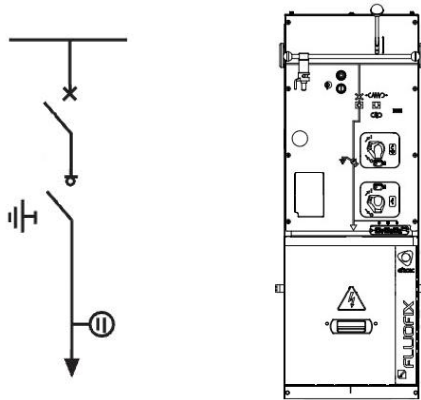
Función Ruptofusible (CIS)

Unidad para protección de transformador equipada con portafusibles e interruptor seccionador ISFG (con mando CI2).

Figura 2.4.1.5. Celda de Ruptofusible.

Fuente: EFACEC

Unidad DC



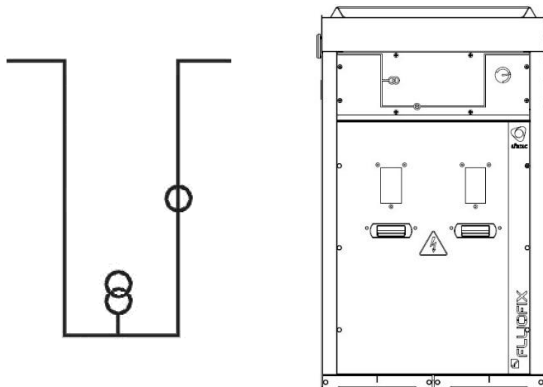
Función Interruptor Automático (DC)

Unidad para protección de cables equipada con interruptor automático de vacío DIVAC (con mando CDV) y con interruptor seccionador ISFG (con mando CI1).

Figura 3.4.1.5. Celda de Interruptor Automático.

Fuente: EFACEC

Unidad M



Función Medida (M)

Unidad para medida. Puede recibir transformadores de corriente y tensión.

Figura 4.4.1.5. Celda de Medida.

Fuente: EFACEC

Para realizar la medida se dispondrá dispone de los siguientes transformadores:

- 3 transformadores de intensidad de relación 400/5A, 10VA clase 0.5s según UNE-EN-60044-1.
- 3 Transformadores de tensión unipolares, modelo de alta seguridad (antiexplosivos), de relación 16.500:V3/110:V3/110:V3, 25VA clase 0,5s según UNE EN 60044-2.

Unidad CD

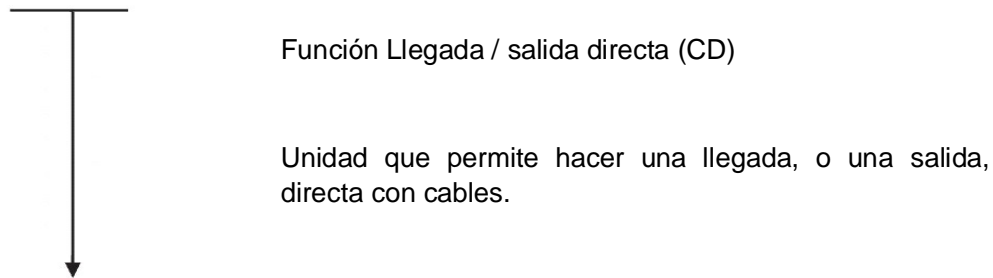


Figura 5.4.1.5. Celda de Remonte.

Fuente: EFACEC

4.1.6 Material Auxiliar.

Relé:

El relé será según homologación de la Compañía Eléctrica ERZ-Endesa, con las siguientes características de protección:

- Desplazam. tensión neutra código ANSI: 59N
- Fallo interruptor código ANSI: 50BF
- Fuga a tierra direccional código ANSI: 67N/67NC
- Sobreintens fase direccional código ANSI: 67
- Sobretens (L-L o L-N) código ANSI: 59
- Sobrecarga térmica de cables código ANSI: 49RMS
- Potencia baja activa direccional código ANSI: 37P
- Secuencia negativa/desequilibrio código ANSI: 46
- Sobre frecuencia código ANSI: 81H
- Frecuencia baja código ANSI: 81L
- Tensión baja remanente código ANSI: 27R
- Sobretensión secuencia negativa código ANSI: 47
- Sobreintens. de fase código ANSI: 50/51
- Fuga a tierra/fuga a tierra sensible código ANSI: 50N/51N
- Fuga a tierra/fuga a tierra sensible código ANSI: 50G/51G
- Sobrecarga activa direccional código ANSI: 32P
- Intensidad baja secuencia positiva código ANSI: 27D
- Tensión baja (L-L o L-N) código ANSI: 27
- Velocidad cambio de frecuencia código ANSI: 81R

Protocolo de puerto de comunicaciones

- Capacidad máx. entrada/salida 42 entradas y 23 salidas

Compatibilidad de comunicación

- Modbus RTU
- IEC 60870-5-103



- DNP3
- IEC 61850
- Modbus TCP/IP
- Mensaje goose IEC 61850
- Tipo UMI Avanzado
- Basado en diagrama
- Sin remota

Transformador Servicios Auxiliares (SSAA)

Teniendo en cuenta las cargas a alimentar por el transformador, cuya finalidad será poder disponer de alimentación para posibles labores de mantenimiento, se ajustará la potencia del mismo en función de dichas cargas, en cuyo caso estableceremos 2 unidades (cada una ubicada dentro de cada prefabricado). Para una potencia de la instalación de 5.000 VA, se decide emplear un transformador de 5 kVA (valor normalizado).

A continuación se definen las características básicas del mismo:

Transformador trifásico en aceite dieléctrico de una potencia de 5 kVA, BT/BT: 405V/420 kV, Ucc: 6%, Dyn11, 50 Hz, según normativa UE 548/2014.

4.1.7 Bloques modulares de 2MW. Justificación

La planta, de 4 MW de potencia, se realizará por dos bloques modulares de 2 MW iguales para simplificación del diseño de la instalación. La elección de este bloque modular es debido a diversos factores:

- La elección de los inversores: actualmente en el mercado existen inversores de gran potencia adecuados para instalaciones fotovoltaicas concebidas para la producción y venta de electricidad a las compañías distribuidoras. La elección de inversores con una potencia la máxima posible será beneficioso para el cliente que corre a cargo de los gastos de la instalación, ya que supone una menor inversión en estos equipos al ser necesarios un menor número de ellos.

La compañía SMA fabricante de inversores tiene entre sus productos una gran variedad de inversores de alta potencia para instalaciones con conexión a red, con rangos desde 250 kVA hasta los 2000 kVA. Sin embargo, siendo este el elemento más crítico de la instalación, no deberíamos dimensionarlo a la máxima potencia, (en este caso sería 2000kVA) dado que en caso de que tuviésemos algún problema o algún tipo de labor de mantenimiento imprevista, tendríamos que desconectar el 50% de la potencia de la planta, por lo que consideraremos la instalación de equipos de 1000kVA para que en el caso más desafortunado no haya paradas en la evacuación tan importantes (únicamente un 25%).

- La elección de los transformadores de potencia de BT-MT: al haber elegido inversores de 1000 kW de potencia nominal, puede pensarse en la posibilidad de realizar los cálculos para bloques modulares de 1MW o 2MW, y en adelante.

1. Si se realizan módulos de 1MW será necesario instalar un transformador de potencia por cada inversor que eleve la tensión de BT a MT, lo que supone la compra de 4 transformadores de potencia y una gran inversión.

2. Si se decide trabajar con módulos de 2MW, únicamente deberemos tener en cuenta que debemos de emplear un transformador de doble devanado y separación galvánica, con su respectivo sobrecoste, (que aun así será menor que instalar dos máquinas de 1MW) y a pesar de que las dimensiones del bloque aumentan, será necesario un gasto menor en transformadores y aparamenta, aunque dispondremos de un mayor coste de cableado y canalizaciones.

Por estas causas, se decide emplear la segunda opción con bloques de 2MW con transformadores de doble devanado. De este modo se reducen los armónicos que aparecen en los transformadores trifásicos al anularse parcialmente los generados entre el primer devanado y el segundo. Por otro lado, los fabricantes de los inversores establecen como condición que no se conecten en paralelo los inversores, por lo sólo existe la posibilidad de que cada inversor vaya a un devanado individualmente. Por todo lo anteriormente visto, se decide trabajar con bloques modulares de 2MW.

4.2 Cálculos eléctricos

4.2.1 Estudio de posibles soluciones técnicas.

Para comenzar y en función de los condicionantes técnicos que tenemos dado el número máximo de paneles en serie y paralelo que podemos conectar a bornes del inversor, vamos a plantear dos opciones, la primera estará basada según nuestros cálculos teóricos iniciales y la segunda se basará en un posible sobredimensionamiento del número de strings en paralelo que nos puede permitir técnicamente el inversor.

- Opcion1: (según cálculos iniciales de N_p y SD)

Mesas de 4 módulos situados en serie y paralelamente a 2 alturas, lo que supone 8 módulos/ mesa y por lo tanto $23 \times 8 = 184$ string de 23 módulos/string (Véase figura 1.4.2.1). A pesar de que en nuestros cálculos nos indiquen 188 módulos FV/ mesa, dada la limitación impuesta por el rango de tensiones entre las características de los módulos y del inversor, cuya relación nos permite tanto como mínimo y máximo conectar 23 placas en serie, por lo que la disposición en este caso serán necesario disponer de 2116 mesas como las de la Figura X de 8 strings/ mesa, (4 módulos en horizontal y 2 módulos en vertical por mesa).

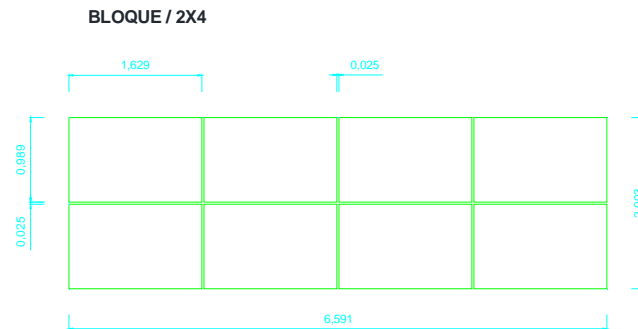


Figura 1.4.2.1. Distribución paneles en estructura tipo según opción 1.

Para determinar el número de mesas necesario para que la planta tenga una potencia de 4 MW es necesario un equilibrio entre el layout u organización espacial de las mesas y los equipos. Este equilibrio se realizará en función de: los viales necesarios que permitan el acceso a todos los equipos, la situación del centro de evacuación, las distancias entre las mesas para evitar el sombreado y reducción de distancias para reducir las pérdidas al transportar por los cables la energía.

Entonces como $N_p=184$ string, inicialmente tendremos que disponer de 6 combiner boxes de 24 strings por cada inversor y 2 combiner boxes de 20 strings. Por lo que emplearíamos 8 de las 9 entradas MPPT's disponibles del inversor.

Fecha	EArrayDC	IArray	UArray	EffInvR	T Amb
Día y hora	W	A	V	%	°C
27/04 12:00	1028748	1699.1	605.48	98.48	16.55
27/03 11:00	1016599	1695.3	599.66	98.492	18.55
26/04 11:00	1040184	1690.9	615.16	98.464	13.67
23/03 13:00	1019272	1687.6	603.97	98.487	17.38
26/04 12:00	1033439	1686.7	612.7	98.47	14.59
26/03 11:00	1039590	1685.3	616.85	98.463	13.28
04/10 12:00	1003910	1684.4	596	98.504	20.23
21/09 12:00	1003216	1683.2	596	98.505	22.1
15/10 12:00	1002651	1682.3	596	98.505	22.81
07/05 11:00	1010182	1674.4	603.3	98.493	17.99
09/10 12:00	1000528	1674.4	597.54	98.506	19.86
28/03 12:00	1005634	1671.3	601.71	98.498	18.6
07/05 12:00	1002373	1668.6	600.72	98.501	19
28/09 11:00	1004642	1663.6	603.9	98.496	18.12
17/10 11:00	995392	1661.6	599.04	98.509	19.75

Tabla 1.4.2.1. Entrada de corriente por cada inversor con $N_p=184$.

Fuente: PVSyst.

En esta tabla se representa la intensidad máxima ordenada de mayor a menor de entrada a cada uno de los inversores en los días en los que dicha intensidad alcanza los valores más altos en un año tipo.

Cabe denotar que la corriente en ningún caso alcanza el límite del inversor para las condiciones estándar STC (intensidad máxima en corriente continua de entrada al inversor en condiciones STC: 2500 A).

Hay que añadir también que las temperaturas medias de los días en los que se alcanzan esos valores más altos de la intensidad, están por debajo de la temperatura de las condiciones estándar ($T_{STC}=25^{\circ}\text{C}$).

Estas intensidades podrían haber sido problemáticas si la temperatura hubiese sido superior a T_{STC} por el sobrecalentamiento que se produciría en los componentes del inversor, aunque no se hubiesen alcanzado los 2500 A, indicados por el fabricante.

Fecha	EArrayDC	IArray	UArray	EffInvR	T Amb
Día y hora	W	A	V	%	°C
27/04 12:00	1028748	1699.1	605.48	98.48	16.55
27/03 11:00	1016599	1695.3	599.66	98.492	18.55
26/04 11:00	1040184	1690.9	615.16	98.464	13.67
23/03 13:00	1019272	1687.6	603.97	98.487	17.38
26/04 12:00	1033439	1686.7	612.7	98.47	14.59
26/03 11:00	1039590	1685.3	616.85	98.463	13.28
04/10 12:00	1003910	1684.4	596	98.504	20.23
21/09 12:00	1003216	1683.2	596	98.505	22.1
15/10 12:00	1002651	1682.3	596	98.505	22.81
07/05 11:00	1010182	1674.4	603.3	98.493	17.99
09/10 12:00	1000528	1674.4	597.54	98.506	19.86
28/03 12:00	1005634	1671.3	601.71	98.498	18.6
07/05 12:00	1002373	1668.6	600.72	98.501	19
28/09 11:00	1004642	1663.6	603.9	98.496	18.12
17/10 11:00	995392	1661.6	599.04	98.509	19.75

Tabla 2.4.2.1. Entrada de energía por cada inversor con $N_p=184$.

Fuente: PVSyst.

Por tanto, vamos a proponer la siguiente posible variante viable técnicamente con un mayor nivel de sobredimensionamiento para ver si el inversor sería capaz de soportar sin llegar a sobrecargarlo sobrepasando sus valores límite.

- Opción 2: (mas sobredimensionamiento, hasta 207 módulos)

Mesas de 3 strings situados en serie y paralelamente a 3 alturas, lo que supone 9 módulos/mesa y por lo tanto $23 \times 9 = 207$ strings. (Véase figura 2.4.2.1)

Como soportes estructurales serán necesarias 23 estructuras de 3×3 . Para determinar el número de mesas necesario para que la planta tenga una potencia de 4 MW es necesario un equilibrio entre el layout u organización espacial de las mesas y los equipos. Este equilibrio se realizará en función de: los viales necesarios que permitan el acceso a todos los equipos, la situación de la subestación de evacuación, las distancias entre las mesas para evitar el sombreadamiento y reducir las pérdidas al transportar por los cables.

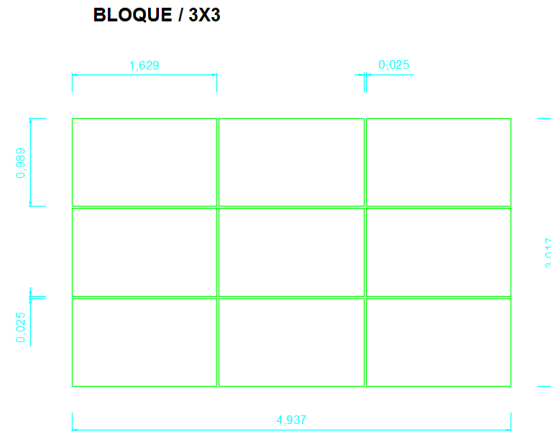


Figura 2.4.2.1. Distribución paneles en estructura tipo según opción 2.

Entonces como $N_p=207$ string, tendremos que poner 9 combiner boxes SMA de 24 strings por cada inversor. Por lo que emplearíamos 9 de las 9 entradas MPPT's disponibles del inversor.

Fecha	EArrayDC	IArray	UArray	EffInvR	T Amb
Día y hora	W	A	V	%	°C
17/06 12:00	1105638	1855.1	596	98.445	24
22/09 10:00	1124193	1854.5	604.03	97.848	18.53
15/10 12:00	1116898	1854.4	602.3	98.487	22.81
01/05 12:00	1116007	1847.7	603.99	98.431	18.72
26/09 10:00	1112095	1842.4	603.63	98.434	18.98
01/05 11:00	1124320	1839.1	608.13	97.837	17.62
15/10 10:00	1102708	1836.2	600.53	98.442	20.14
17/10 12:00	1098162	1835.2	598.39	98.447	20.86
22/03 13:00	1105946	1828.8	604.74	98.436	18.98
04/10 12:00	1116989	1827.8	611.12	98.479	20.23
16/10 11:00	1107103	1825.7	606.4	98.434	18.53
08/08 12:00	1086951	1823.7	596	98.455	24.17
15/06 11:00	1086281	1822.6	596	98.455	24.39
08/08 11:00	1085967	1822.1	596	98.456	23.12
18/09 11:00	1088137	1821.4	597.4	98.453	21.54

Tabla 3.4.2.1. Entrada de corriente por cada inversor con $N_p=207$. PVSyst.

En esta tabla de nuevo vamos a representar la intensidad máxima ordenada de mayor a menor de entrada en cada uno de los inversores en los días en los que dicha intensidad alcanza los valores más altos en un año tipo. De nuevo, podemos confirmar que la corriente en ningún caso alcanza el límite del inversor para las condiciones estándar STC (intensidad máxima en corriente continua de entrada al inversor en condiciones STC: 2500 A), además de que la temperatura ambiente para este tipo de carga de trabajo tampoco vamos a sobrepasar el parámetro indicado en condiciones

estándar (TSTC=25°C). Dado que, tal y como hemos comentado anteriormente, estas intensidades podrían haber sido problemáticas si la temperatura hubiese sido superior a TSTC por el sobrecalentamiento que se produciría en los componentes del inversor, aunque no se hubiesen alcanzado los 2500 A indicados por el fabricante. Por tanto, podemos confirmar que en cuanto a limitación por intensidad, no vamos a tener ningún problema en cuanto al funcionamiento del inversor. Sin embargo, vamos a proceder a analizar su funcionamiento en función de la potencia de entrada al inversor.

Fecha	EArrayDC	IArray	UArray	EffInvR	T Amb
Día y hora	W	A	V	%	°C
13/03 11:00	1125009	1780.4	630.26	97.777	11.6
20/02 11:00	1124965	1788.2	628.85	97.781	11.88
14/03 11:00	1124905	1786.9	626.94	97.786	12.56
23/04 10:00	1124870	1791.4	625.78	97.789	12.84
14/03 12:00	1124744	1811.9	621.74	97.8	13.7
24/03 11:00	1124536	1820.8	615.05	97.818	15.75
24/03 12:00	1124404	1832	610.82	97.83	16.91
01/05 11:00	1124320	1839.1	608.13	97.837	17.62
22/09 10:00	1124193	1854.5	604.03	97.848	18.53
28/09 12:00	1124122	1862.8	601.74	97.854	19.05
17/10 11:00	1124038	1869.3	599.04	97.861	19.75
09/10 12:00	1123991	1883.7	597.54	97.866	19.86
17/06 11:00	1119062	1877.6	596	98.495	22.88
05/03 12:00	1117534	1683.2	663.92	98.431	10.01
24/04 11:00	1117469	1699	657.72	98.437	11.91

Tabla 4.4.2.1. Entrada de energía por cada inversor con $N_p=207$. PVSyst.
Fuente: PVSyst.

En esta ocasión la variable que se destaca es la potencia, ordenada de mayor a menor, indicando los valores del resto de las variables en los días en los que dicha potencia de entrada a cada inversor es máxima. A pesar de cumplir la limitación por intensidad, en estos momentos estamos estableciendo un sobredimensionamiento mayor, por lo que aunque este dato no sea significativo la potencia máxima alcanzada es un 12,5% superior a la potencia nominal, por lo que en este caso se rebasa el valor máximo de potencia de entrada indicado por el fabricante (1.122 kWp) para el cual el sobredimensionamiento era del 12.2%.

Cabe destacar que este estudio era necesario puesto que a temperaturas altas se produce un efecto conocido como el *derrateo de la temperatura* que consiste en la reducción controlada de la potencia para que los componentes del inversor no se calienten en exceso. En funcionamiento normal los inversores trabajan en el punto de máxima potencia. En este punto de trabajo la relación entre la tensión y la corriente fotovoltaicas está ajustada de tal manera que resulte la potencia máxima. La posición del punto de máxima potencia varía constantemente en función de la irradiación y temperatura de los módulos fotovoltaicos. Si en los componentes monitorizados se alcanza la temperatura máxima permitida, el equipo desplaza su punto de trabajo a una potencia menor. Al hacerlo, la potencia se reduce gradualmente. En caso extremo el inversor se desconecta por completo. En cuanto la temperatura de los componentes que están en riesgo es inferior al valor crítico, el inversor se dirige de nuevo al punto de trabajo óptimo.



Dados estos cálculos, tendremos que dejar el planteamiento indicado en la primera variante, ya que no podemos someter al inversor a este tipo de sobredimensionado si queremos que disponga de una larga vida útil.

Dimensionamiento Final

La disposición final elegida es la dispuesta en el plano 10.2. Donde el número de módulos fotovoltaicos es de 4232 módulos de 260 Wp ubicados en 529 mesas por cada inversor de 1000 kW, llegando al inversor 184 ramas o strings en paralelo formadas por 23 módulos conectados en serie cada una.

La combinación de las combiner boxes a emplear será de 6 combiner boxes de 24 strings por cada inversor y 2 combiner boxes de 20 strings. Por lo que emplearemos de 8 de las 9 entradas MPPT's disponibles del inversor.

Para conseguir la potencia nominal objetivo de 4 MW se dispondrán en la planta de 4 inversores de 1000 kW, 2 transformadores de 2.4MVA, 16.928 módulos fotovoltaicos y 2.116 mesas en total, teniendo una potencia instalada de 4.401.280 Wp.

4.2.2 Dimensionamiento del cableado.

La instalación solar fotovoltaica a proyectar se ha dividido en varios tramos de conexión entre los diferentes equipos y cajas de conexión que la componen. Todo ello se dimensionará en cumplimiento del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

Los conductores a instalar serán suministrados por Prysmian.

Dichos tramos de cableado poseerán diferente sección de conductores puesto que la carga que circulara por cada uno de ellos será diferente dependiendo los equipos que interconecten.

Como se decidió anteriormente, cada bloque de 2MW estará formado por tandas de mesas ramales compuestos formando 1058 mesas o estructuras y 8464 módulos en total, conectados en paralelo, las conexiones de cada ramal irán a una caja de conexión de grupo o Combiner/String Box y la conexión de cada una de las 8 cajas de conexión de grupo irán a cada 8 de las 9 entradas disponibles MPPT's del inversor fotovoltaico.

En este apartado, se van a distinguir tres tramos perfectamente diferenciados, dentro de la parte de corriente continua:

- Tramo Paneles-Combiner boxes
- Combiner boxes-Inversor

La determinación reglamentaria de la sección de un cable consiste en calcular la sección mínima normalizada que satisface simultáneamente las tres condiciones siguientes:

Criterio de la intensidad máxima admisible o de calentamiento

El criterio térmico limita la intensidad máxima admisible por el cable en régimen permanente. Por seguridad, se tomará un valor para los cálculos de un 125% de esta corriente, cumpliendo con lo indicado en la ITC-BT 40 para instalaciones generadoras. Además, se debe tener en cuenta, según el ITC-BT 06-07 una serie de factores de corrección en función de diferentes criterios referidos al método de instalación de los conductores.

La expresión para determinar la intensidad máxima es la siguiente:

$$I_{max,CN} = \frac{1,25 * IL}{f1 * f2 * fn}$$

Fórmula 1.4.2.2

Siendo:

- IL: intensidad nominal de la línea (A)
- I_{max,CN}: intensidad máxima en el conductor en condiciones normales (A):
 - Redes aéreas: 40°C
 - Redes subterráneas o enterradas: 25°C
- f1*, f2**, fn***: factores de corrección según ITC-BT 06-07.

*Se considera un factor de corrección de 0,9 para conductores expuestos directamente al sol. (en nuestro caso f1=0).

**Se considera un factor de corrección de la intensidad máxima admisible en caso de agrupación de cables aislados dado que serán superiores a 3 en haz, instalados al aire (en nuestro caso f2=0,75).

Número de cables	1	2	3	más de 3
Factor de corrección	1,00	0,89	0,80	0,75

Tabla 1.4.2.2. Factor de corrección en función del número de cables aislados.

Fuente: REBT.

***Se considera un factor de corrección de la intensidad máxima admisible para cables aislados en haz, en función de la temperatura ambiente. (en nuestro caso f2=1).

Temperatura °C	20	25	30	35	40	45	50
Aislados con polietileno reticulado	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,90

Tabla 2.4.2.2. Factor de corrección en función de la temperatura para cable XLPE.

Fuente: REBT.

Criterio de la caída de tensión.

La circulación de corriente a través de los conductores, ocasiona una pérdida de potencia transportada por el cable, y una caída de tensión o diferencia entre las tensiones en el origen y el final de la línea.

Según se refleja en la ITC-BT 40, la caída de tensión máxima admisible entre el generador y la red de distribución no será superior al 1,5 %. Se estimará en cada uno de los tramos de la instalación un valor de caída de tensión máxima, ya que el reglamento entiende el citado 1,5% para toda la planta de generación, incluyendo la línea de enlace.

Para el cálculo de la sección en función de la caída de tensión (corriente continua y corriente alterna monofásica) se utiliza la siguiente expresión:

$$S = \frac{2 * L * \rho * IL}{AV}$$

Fórmula 2.4.2.2

Siendo:

- L: longitud de la línea (m)
- IL: Intensidad nominal de la línea (A)
- ρ : La resistividad del cobre:
 $\rho T^{\circ}C = \rho 20^{\circ}C * (1 + \alpha * (T^{\circ}C - 20))$

Fórmula 3.4.2.2

- $\rho_{Cu, 20^{\circ}C} = 0,018 \text{ mm}^2\Omega/\text{m}$
- $\alpha_{Cu} = 0,00392$ para cobre
- AV: caída de tensión (V)

Criterio de la intensidad de cortocircuito.

La temperatura que puede alcanzar el conductor del cable, como consecuencia de un cortocircuito o sobreintensidad de corta duración, no debe sobrepasar la temperatura máxima admisible de corta duración (considerando 0,5 segundos) asignada a los materiales utilizados para el aislamiento del cable. Esta temperatura se especifica en las normas particulares de los cables y suele ser de 160° C para cables con aislamiento termoplásticos y de 250° C para cables con aislamientos termoestables.

Cabe destacar que en corriente continua, la intensidad de cortocircuito máxima es únicamente la que proporcionan los paneles fotovoltaicos. Como esta intensidad es ligeramente superior a la intensidad nominal de los paneles, no va a poner en riesgo los diferentes elementos instalación. Por tanto, aunque no tenga mucho sentido analizar el criterio de la intensidad de cortocircuito, se va a calcular para dejar constancia de la escasa relevancia que acarrea un cortocircuito en la parte de continua.

La intensidad máxima que puede circular por los conductores se obtiene de la siguiente expresión:

$$S = \frac{ICC * \sqrt{t}}{k}$$

Fórmula 4.4.2.2

Siendo:

- k = coeficiente dependiente del tipo de conductor, 143 para Cobre y aislamiento XLPE.
- S = sección del conductor en mm².
- t = duración del cortocircuito en segundos.

Sección (S)	Duración del cortocircuito en segundos (t)									
	0,1	0,2	0,3	0,5	1	1,5	2	2,5	3	
0,5	226	160	131	101	72	58	51	45	41	
0,75	339	240	196	152	107	88	76	68	62	
1	452	320	261	202	143	117	101	90	83	
1,5	678	480	392	303	215	175	152	136	124	
2,5	1.131	799	653	506	358	292	253	226	206	
4	1.809	1.279	1.044	809	572	467	404	362	330	
6	2.713	1.919	1.566	1.213	858	701	607	543	495	
10	4.522	3.198	2.611	2.022	1.430	1.168	1.011	904	826	
16	7.235	5.116	4.177	3.236	2.288	1.868	1.618	1.447	1.321	
25	11.305	7.994	6.527	5.056	3.575	2.919	2.528	2.261	2.064	
35	15.827	11.192	9.138	7.078	5.005	4.087	3.539	3.165	2.890	
50	22.610	15.988	13.054	10.112	7.150	5.838	5.056	4.522	4.128	
70	31.654	22.383	18.276	14.156	10.010	8.173	7.078	6.331	5.779	
95	42.960	30.377	24.803	19.212	13.585	11.092	9.606	8.592	7.843	
120	54.265	38.371	31.330	24.268	17.160	14.011	12.134	10.853	9.907	
150	67.831	47.964	39.162	30.335	21.450	17.514	15.167	13.566	12.384	
185	83.658	59.155	48.300	37.413	26.455	21.600	18.707	16.732	15.274	
240	108.529	76.742	62.659	48.536	34.320	28.022	24.268	21.706	19.815	
300	135.662	95.927	78.324	60.670	42.900	35.028	30.335	27.132	24.768	

Tabla 3.4.2.2. Intensidades de cortocircuito admisibles para conductores RV-K de cobre con aislamiento XLPE y temperatura máxima de 250°C.

Fuente: REBT



4.2.3 Tramos de cableado.

Se calcularán por un lado los conductores necesarios de cada uno de los strings a los “combiner-box”, y por otro lado los conductores de los “combiner” a los inversores (que serán de mayor sección al tener que transportar una corriente mayor).

Los módulos fotovoltaicos estarán interconectados en serie formando los strings, del borne positivo de uno al borne negativo del siguiente, por medio de los cables que vienen de fábrica junto con los paneles los cuales incorporan unos conectores machihembrados. La sección de dichos conductores aportados por el fabricante son 4 mm².

Los dos tramos de los que estará formada la instalación serán los siguientes.

4.2.3.1 Módulos solares a Combiner Box.

Estará comprendido entre la salida de cada uno de los ramales del generador conectados en serie y una caja de conexión de grupo donde llegaran las salidas de 23 ramales de módulos conectados en serie. En dicha caja de conexión de subgrupo se alojaran los elementos encargados de la protección de cada uno de los 2 ramales por separado y las protecciones del cableado de interconexión de grupo formado por 23 ramales. A las cajas de conexión de subgrupo llegaran 46 conductores; 23 correspondientes a los polos positivos y 23 correspondientes a los negativos de cada string y saldrán 2 conductores, uno de polaridad negativa y otro positiva.

Sin embargo, tendremos que tener en cuenta en nuestros cálculos que en ciertos casos deberemos de cambiar de mesa, esto se ha diseñado de esta manera ya que reduciremos aproximadamente a una tercera parte el cableado correspondiente a esta unión si lo realizamos de esta manera.

Antes de proceder, debemos de realizar todos los cálculos por separado e incluiremos los resultados en las tablas 2.4.3.2.1 y 3.4.3.2.1.

El conductor a instalar es PRYSMIAN P-SUN sp 0,6/1kV de cobre electrolítico y aislamiento PVC.

Debe recordarse la intensidad nominal de los módulos igual a 8,66 A.

Cálculo por intensidad admisible

Siguiendo la explicación propuesta anteriormente, se va a calcular la sección mínima de los conductores:

$$I_{mas} = \frac{1,25 * IL}{f1 * f2 * f3} = \frac{1,25 * 8,66}{1 * 0,75 * 1} = 14,43 A$$

Fórmula 1.4.2.3.1

Siendo:

- f1= 0,9 por exposición directa al sol
- f2= 0,75 por instalación en haz de más de 3 conductores aislados
- f3= 1 por temperatura ambiente de 40°C.

Una vez conocida la intensidad máxima admisible, a partir de la tabla A.52-1 de la UNE 20460-5-523:2004, suponiendo una instalación sobre bandeja de rejilla (tipo F), y un aislamiento 2xPVC se obtiene una sección de 1,5 mm². Como puede observarse, cumple la condición necesaria:

$$I_{max} \leq I_{max,isible,conductor} = 14,43 \leq 23 A$$

Tablas de intensidades admisibles BT

Método de instalación de la tabla 52 – B1	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
	PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2							
A1												
A2	PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2							
B1				PVC3	PVC2			XLPE3		XLPE2		
B2			PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2					
C					PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2		
E						PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2	
F							PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Sección mm ²												
Cu												
1,5	13	13,5	14,5	15,5	17	18,5	19,5	22	23	24	26	–
2,5	17,5	18	19,5	21	23	25	27	30	31	33	36	–
4	23	24	26	28	31	34	36	40	42	45	49	–
6	29	31	34	36	40	43	46	51	54	58	63	–
10	39	42	46	50	54	60	63	70	75	80	86	–
16	52	56	61	68	73	80	85	94	100	107	115	–
25	68	73	80	89	95	101	110	119	127	135	149	161
35	–	–	–	110	117	126	137	147	158	169	185	200
50	–	–	–	134	141	153	167	179	192	207	225	242
70	–	–	–	171	179	196	213	229	246	268	289	310
95	–	–	–	207	216	238	258	278	298	328	352	377
120	–	–	–	239	249	276	299	322	346	382	410	437
150	–	–	–	–	285	318	344	371	395	441	473	504
185	–	–	–	–	324	362	392	424	450	506	542	575
240	–	–	–	–	380	424	461	500	538	599	641	679
Aluminio												
2,5	13,5	14	15	16,5	18,5	19,5	21	23	24	26	28	–
4	17,5	18,5	20	22	25	26	28	31	32	35	38	–
6	23	24	26	28	32	33	36	39	42	45	49	–
10	31	32	36	39	44	46	49	54	58	62	67	–
16	41	43	48	53	58	61	66	73	77	84	91	–
25	53	57	63	70	73	78	83	90	97	101	108	121
35	–	–	–	86	90	96	103	112	120	126	135	150
50	–	–	–	104	110	117	125	136	146	154	164	184
70	–	–	–	133	140	150	160	174	187	198	211	237
95	–	–	–	161	170	183	195	211	227	241	257	289
120	–	–	–	186	197	212	226	245	263	280	300	337
150	–	–	–	–	226	245	261	283	304	324	346	389
185	–	–	–	–	256	280	298	323	347	371	397	447
240	–	–	–	–	300	330	352	382	409	439	470	530

Es necesario consultar las tablas 52 – C1 a 52 – C12 con el fin de determinar la sección de los conductores para la que la intensidad admisible anterior es aplicable para cada uno de los métodos de instalación.

Tabla 1.4.2.3.1. Secciones en función de la intensidad máxima, número de conductores por circuito, aislamiento XLPE y método de instalación.

Fuente: REBT.

Cálculo por Intensidad de Cortocircuito

A partir de lo establecido anteriormente, se puede calcular la sección en función de la intensidad de cortocircuito, considerando un tiempo de actuación de las protecciones de 0,5 segundos. Se sabe que dicha intensidad, para el tramo paneles-combiner box es la intensidad de cortocircuito proporcionada por el fabricante de paneles, siendo igual a 9,02 A. Por tanto:

$$S = ICC * \sqrt{t} / k = 9,02 * \sqrt{0,5} / 143 = 0,045 \text{ mm}^2$$

Fórmula 2.4.2.3.1

Como se puede observar, en los tramos de corriente continua de la instalación no será relevante calcular la sección a partir de este criterio.



Cálculo por caída de tensión

Sabiendo que el ITC-BT 40 limita la caída de tensión de toda la planta al 1,5%, se considera que en la línea objeto de nuestro cálculo limitamos la caída de tensión entre los módulos a los Combiner Box y de estos al Inversor con ese límite.

Por lo que nuestra caída de tensión máxima es:

$$AV = V_{max \text{ paneles}} * AV\% = 690,46 * 1,5/100 = 10,35 \text{ V}$$

Fórmula 3.4.2.3.1

Siendo:

- $V_{max \text{ paneles}}$: Tensión nominal máxima por ramal
- AV%: Porcentaje de caída de tensión permitido

Además, se debe tener en cuenta:

- La longitud de cada string, es decir, la distancia entre el panel más alejado y el combiner box.
- La resistividad del cobre a 40 °C es 0,019 mm²Ω/m.

Debido a que la planta fotovoltaica en cuestión, tiene varias partes simétricas, únicamente se van a analizar los circuitos que son diferentes entre sí,

En nuestro caso, por simplificar los cálculos, calcularemos directamente el % caída de tensión para cada tramo, por lo que la suma de ambos, no debe de superar el 1,5% que nos indica la ITC-BT 40.

A continuación se presenta la propuesta de las secciones definitivas de cableado en función de este criterio a la vez que cumplimos los anteriores.

Cálculo cableado módulos PV - Combiner Box										
	ZONA PERIMETRAL	STRING	METROS CABLE	POTENCIA (W)	IMPP (A)	TENSION (V)	SECCION (MM ²)	CAIDA TENSION (%)	PERDIDAS (W)	PERDIDAS (%)
ZONA	MESA	string 1a	105	5980	8,66	690,46	10	0,470	17,897	0,299
CENTRAL	SUPERIOR	string 1b	104	5980	8,66	690,46	10	0,466	17,726	0,296
ZONA	X8	string 2a	59	5980	8,66	690,46	6	0,440	16,760	0,280
		string 2b	58	5980	8,66	690,46	6	0,433	16,476	0,276
		string 3a	105	5980	8,66	690,46	10	0,470	17,897	0,299
		string 3b	104	5980	8,66	690,46	10	0,466	17,726	0,296
		string 4a	59	5980	8,66	690,46	6	0,440	16,760	0,280
		string 4b	58	5980	8,66	690,46	6	0,433	16,476	0,276
ZONA	MESA CENTRAL	string 1a	96	5980	8,66	690,46	10	0,430	16,363	0,274
CENTRAL	X8	string 1b	95	5980	8,66	690,46	10	0,426	16,192	0,271
ZONA	(LA QUE ALBERGA COMBINER BOX)	string 2a	50	5980	8,66	690,46	6	0,373	14,204	0,238
		string 2b	49	5980	8,66	690,46	6	0,366	13,920	0,233
		string 3a	96	5980	8,66	690,46	10	0,430	16,363	0,274
		string 3b	95	5980	8,66	690,46	10	0,426	16,192	0,271
		string 4a	50	5980	8,66	690,46	6	0,373	14,204	0,238
		string 4b	49	5980	8,66	690,46	6	0,366	13,920	0,233
ZONA	MESA	string 1a	105	5980	8,66	690,46	10	0,470	17,897	0,299
CENTRAL	INFERIOR	string 1b	104	5980	8,66	690,46	10	0,466	17,726	0,296
ZONA	X8	string 2a	59	5980	8,66	690,46	6	0,440	16,760	0,280
		string 2b	58	5980	8,66	690,46	6	0,433	16,476	0,276
		string 3a	105	5980	8,66	690,46	10	0,470	17,897	0,299
		string 3b	104	5980	8,66	690,46	10	0,466	17,726	0,296
		string 4a	59	5980	8,66	690,46	6	0,440	16,760	0,280
		string 4b	58	5980	8,66	690,46	6	0,433	16,476	0,276
CENTRAL	TOTAL POR 4W		45216	3444480	4988	690,46			9523,08	

Tabla 2.4.2.3.1. Detalle cálculos interconexiones Módulos a Combiner box para zona perimetral.

Cálculo cableado Módulos PV - Combiner Box										
	ZONA CENTRAL	STRING	METROS CABLE	POTENCIA (W)	IMPP (A)	TENSION (V)	SECCION (MM ²)	CAIDA TENSION (%)	PERDIDAS (W)	PERDIDAS (%)
ZONA PERIFERICA	MESA SUPERIOR	string 5a	234	5980	8,66	690,46	25	0,419	15,954	0,267
		string 5b	235	5980	8,66	690,46	25	0,421	16,022	0,268
	X4	string 6a	187	5980	8,66	690,46	25	0,335	12,749	0,213
		string 6b	188	5980	8,66	690,46	25	0,337	12,817	0,214
		string 7a	140	5980	8,66	690,46	16	0,392	14,914	0,249
		string 7b	141	5980	8,66	690,46	16	0,395	15,020	0,251
		string 8a	94	5980	8,66	690,46	10	0,421	16,022	0,268
		string 8b	95	5980	8,66	690,46	10	0,426	16,192	0,271
		string 9a	47	5980	8,66	690,46	6	0,351	13,351	0,223
		string 9b	48	5980	8,66	690,46	6	0,358	13,636	0,228
ZONA PERIFERICA	MESA INFERIOR	string 5a	234	5980	8,66	690,46	25	0,419	15,954	0,267
		string 5b	235	5980	8,66	690,46	25	0,421	16,022	0,268
	X4	string 6a	187	5980	8,66	690,46	25	0,335	12,749	0,213
		string 6b	188	5980	8,66	690,46	25	0,337	12,817	0,214
		string 7a	140	5980	8,66	690,46	16	0,392	14,914	0,249
		string 7b	141	5980	8,66	690,46	16	0,395	15,020	0,251
		string 8a	94	5980	8,66	690,46	10	0,421	16,022	0,268
		string 8b	95	5980	8,66	690,46	10	0,426	16,192	0,271
		string 9a	47	5980	8,66	690,46	6	0,351	13,351	0,223
		string 9b	48	5980	8,66	690,46	6	0,358	13,636	0,228
	PERIFERICA	TOTAL 4MW	22544	956800	1386	690,46			7040,52	
		TOTAL POR 4MW	67760	4401280	6374	690,46			16564	

Tabla 3.4.2.3.1. Detalle cálculos interconexiones Módulos a Combiner box para zona central.

Para el cálculo de las siguientes tablas, se ha tenido en cuenta el maximizar el coste económico de la instalación, minimizando al máximo la sección de cable de cada interconexión pero cumpliendo en todo momento que la caída de tensión total hasta las entradas MPPT's del inversor sea inferior al 1.5% y reservando un pequeño margen para que tampoco se alcance ese valor al final de la tirada de la línea de MT.

4.2.3.2 Caja de conexión Combiner Box a entradas MPPT's inversor.

Estará comprendido para la conexión eléctrica entre cada uno de los Combiner Box (String Box) hasta la caseta del inversor situada en la parte central de la planta. Al inversor llegan dos cables por parte de cada uno de los Combiner Box instalados en la estructura, lo que serán un total de 8 circuitos independientes según nuestros cálculos, cada uno de ellos dispondrá de un cable positivo y otro negativo de corriente continua. Sin embargo, deberemos de calcular cada uno de estos 8 circuitos por separado dado que cada uno se encuentra en diferentes ubicaciones.



Localización de los combiner boxes en el campo fotovoltaico

Como se ha comentado, se agruparán un máximo de 24 ramales en paralelo por cada una de las combiner boxes. Aunque no siempre es así, ya que por razones estructurales del campo fotovoltaico, existirán 2 de las 8 cajas de nivel I por cada inversor con un número de ramales agrupados igual a 20.

En resumen, por cada inversor se instalarán las siguientes combiner boxes:

- 6 unidades con 24 entradas (48 conductores)
- 2 unidades con 20 entradas (40 conductores)

Todas ellas disponen del mismo interruptor seccionador anteriormente mencionado, variando únicamente el número de fusibles a instalar en función de los conductores de entrada.

La configuración de las diferentes combiner boxes, queda recogida en la tabla 2.4.2.3.2.

Los conductores que conectan los Combiner Boxes con los Inversores situados en las envolventes prefabricadas, se van a instalar enterrados y bajo tubo.

Para acceder al terreno, desde cada caja de nivel I, se realizará a partir de tubo corrugado de 100 mm de diámetro embebido en el terreno que desemboca en una arqueta próxima a la caja.

La comunicación del cableado entre arqueta y arqueta tiene lugar a partir de tubo corrugado rojo de diámetro igual a 200 mm instalado a 0,7 metros de profundidad.

Las arquetas a instalar serán prefabricadas de dimensiones interiores 800x800x1000 Milímetros. Se localizarán, como se ha mencionado, próximas a las Combiner Boxes

Según el ITC-BT 40, se debe introducir por el mismo tubo todos los conductores positivos. Del mismo modo ocurrirá con los negativos. Con ello se consigue que ante una posible perforación de los conductores, al entrar en contacto conductores prácticamente al mismo potencial, no exista riesgo alguno de cortocircuito.

La entrada del cableado a los centros de hormigón se realizará a partir de otra arqueta, denominada principal, de dimensiones 2000x1200x1000 milímetros

Desde la arqueta principal hasta los Inversores, el cableado ascenderá a través de diversos escotes en la base de la envolvente de hormigón, siendo conducido hasta dichas cajas mediante una rejilla metálica.

Se considera una temperatura del terreno de 25°C con una resistividad térmica de 1 Km/W.

El conductor a instalar es Retenax Flex Irish Tech, también conocido como RV-K 0,6/1kV de cobre electrolítico recocido y aislamiento polietileno reticulado (XLPE).

Cálculo por intensidad admisible

Como se ha comentado anteriormente, existen tres tipos de configuraciones respecto a las cajas de nivel I, siendo sus intensidades nominales:

- Caja con 24 entradas, 207,84 A
- Caja con 20 entradas, 180,4 A

Seguindo el ITC-BT 40, se va a calcular la sección mínima de los conductores RV-K 0,6/1kV, para las tres configuraciones:

$$I_{max, 24} = \frac{1,25 * IL}{f1 * f2} = \frac{1,25 * 207,84}{1 * 1} = 259,8 A$$

$$I_{mas,20} = \frac{1,25 * IL}{f1 * f2} = \frac{1,25 * 180,4}{1 * 1} = 225,5 A$$

Fórmula 1.4.2.3.2

Siendo:

- f1= 1 por conductores enterrados a 0,7 metros
- f2= 1 por resistividad térmica del terreno igual a 1 K*m/W

Una vez conocida la intensidad máxima admisible, a partir de la tabla A.52-C2 de la UNE 20460-5-523:2004 (Véase tabla 1.4.2.3.2), suponiendo una instalación dentro de conductos horizontales enterrados (tipo D), y un aislamiento 2xXLPE se obtiene una sección de 95 mm².

Secciones nominales de los conductores mm ²	Método de instalación de la tabla 52 - B1					
	A1	A2	B1	B2	C	D
	2	3	4	5	6	7
Cobre						
1,5	19	18,5	23	22	24	26
2,5	26	25	31	30	33	34
4	35	33	42	40	45	44
6	45	42	54	51	58	56
10	61	57	75	69	80	73
16	81	76	100	91	107	95
25	106	99	133	119	138	121
35	131	121	164	146	171	146
50	158	145	198	175	209	173
70	200	183	253	221	269	213
95	241	220	306	265	328	252
120	278	253	354	305	382	287
150	318	290	-	-	441	324
185	362	329	-	-	506	363
240	424	386	-	-	599	419
300	486	442	-	-	693	474
Aluminio						
2,5	20	19,5	25	23	26	26
4	27	26	33	31	35	34
6	35	33	43	40	45	42
10	48	45	59	54	62	56
16	64	60	79	72	84	73
25	84	78	105	94	101	93
35	103	96	130	115	126	112
50	125	115	157	138	154	132
70	158	145	200	175	198	163
95	191	175	242	210	241	193
120	220	201	281	242	280	220
150	253	230	-	-	324	249
185	288	262	-	-	371	279
240	338	307	-	-	439	322
300	387	352	-	-	508	364

NOTA - En las columnas 3, 5, 6 y 7, las secciones son supuestamente circulares hasta 16 mm² inclusive. Para secciones superiores, los valores indicados se refieren a almas sectoriales y pueden ser aplicados de forma segura a las almas circulares.

Tabla 1.4.2.3.2. Secciones en función de la intensidad máxima, conductores unipolares, aislamiento XLPE.

Fuente: REBT



Método de instalación utilizado: enterrado.

Cálculo por Intensidad de Cortocircuito

Se considera un tiempo de actuación de las protecciones de 0,5 segundos. Se sabe que la intensidad de cortocircuito propia del tramo más desfavorable (24 entradas), es de 215,76 A. Por tanto:

$$S = ICC * \sqrt{t/k} = 259,8 * \sqrt{0,5/135} = 1,36 \text{ mm}^2$$

Fórmula 2.4.2.3.2

Como se puede observar, de nuevo, este cálculo sigue careciendo de sentido.

Cálculo por caída de tensión

Al igual que el caso anterior, sabiendo que el ITC-BT 40 limita la caída de tensión de toda la planta al 1,5%, se considera que en la línea objeto de nuestro cálculo limitamos la caída de tensión entre los módulos a los Combiner Box y de estos al Inversor con ese límite. Por lo que nuestra caída de tensión máxima es:

$$AV = V_{max \text{ paneles}} * AV\% = 690,46 * 1,5/100 = 10,35 \text{ V}$$

Fórmula 3.4.2.3.2

Siendo:

- V_{max} , paneles: Tensión nominal máxima por ramal
- AV%: Porcentaje de caída de tensión permitido

Además, se debe tener en cuenta:

- La longitud de cada interconexión, es decir, la distancia entre el combiner box más alejado y el inversor.

- La resistividad del cobre a 40 °C es 0,019 mm²Ω/m

Debido a que la planta fotovoltaica en cuestión, tiene varias partes simétricas, únicamente se van a analizar los circuitos que son diferentes entre sí,

En nuestro caso, por simplificar los cálculos, calcularemos directamente el % caída de tensión para cada tramo, por lo que la suma de ambos, no debe de superar el 1,5% que nos indica la ITC-BT 40.

A continuación se presenta la propuesta de las secciones definitivas de cableado en función de este criterio a la vez que cumplimos los anteriores.

PFC: DIMENSIONAMIENTO ELÉCTRICO DE PARQUE FOTOVOLTAICO DE 4MW DE
POTENCIA EN LA SIERRA DE LOARRE (HUESCA)

Calculo cableado Combiner Box - Inverter										
	Nº C.BOX	METROS CABLE	POTENCIA (W)	INTENSIDAD (A)	TENSION (V)	SECCION (MM²)	CAIDA TENSION (%)	PERDIDAS (W)	PERDIDAS (%)	Zanja (M)
ZONA PERIFERICA SUPERIOR	1	140	119600	180,4	690,46	240	0,544	339,00	0,283	140
	2	132	119600	180,4	690,46	240	0,513	319,63	0,267	
	3	124	119600	180,4	690,46	240	0,482	300,26	0,251	
	4	116	119600	180,4	690,46	240	0,451	280,89	0,235	
ZONA CENTRO SUPERIOR	5	100	143520	207,84	690,46	240	0,448	321,41	0,224	0
	6	76	143520	207,84	690,46	240	0,340	244,27	0,170	
	7	52	143520	207,84	690,46	240	0,233	167,13	0,116	
	8	28	143520	207,84	690,46	240	0,125	89,99	0,063	
ZONA CENTRO IZQUIERDA SUPERIOR	9	253	143520	207,84	690,46	400	0,680	487,90	0,340	253
	10	229	143520	207,84	690,46	400	0,615	441,62	0,308	
	11	205	143520	207,84	690,46	400	0,551	395,33	0,275	
	12	181	143520	207,84	690,46	400	0,486	349,05	0,243	
ZONA CENTRO DERECHA SUPERIOR	13	253	143520	207,84	690,46	400	0,680	487,90	0,340	253
	14	229	143520	207,84	690,46	400	0,615	441,62	0,308	
	15	205	143520	207,84	690,46	400	0,551	395,33	0,275	
	16	181	143520	207,84	690,46	400	0,486	349,05	0,243	
ZONA CENTRO INFERIOR	17	19	143520	207,84	690,46	240	0,085	61,07	0,043	0
	18	43	143520	207,84	690,46	240	0,193	138,21	0,096	
	19	67	143520	207,84	690,46	240	0,300	215,34	0,150	
	20	91	143520	207,84	690,46	240	0,408	292,48	0,204	
ZONA CENTRO IZQUIERDA INFERIOR	21	172	143520	207,84	690,46	400	0,462	331,69	0,231	244
	22	196	143520	207,84	690,46	400	0,527	377,98	0,263	
	23	220	143520	207,84	690,46	400	0,591	424,26	0,296	
	24	244	143520	207,84	690,46	400	0,656	470,54	0,328	
ZONA CENTRO DERECHA INFERIOR	25	172	143520	207,84	690,46	400	0,462	331,69	0,231	244
	26	196	143520	207,84	690,46	400	0,527	377,98	0,263	
	27	220	143520	207,84	690,46	400	0,591	424,26	0,296	
	28	244	143520	207,84	690,46	400	0,656	470,54	0,328	
ZONA PERIFERICA INFERIOR	29	107	119600	180,4	690,46	240	0,416	259,09	0,217	131
	30	115	119600	180,4	690,46	240	0,447	278,47	0,233	
	31	123	119600	180,4	690,46	240	0,478	297,84	0,249	
	32	131	119600	180,4	690,46	240	0,509	317,21	0,265	
	TOTAL 4MW	4864	4.401.280	6431,36	690,46			10479,05	0,238	1265
CONEXIÓN INVERSOR TRAFÓ	1	7	1100320	1607,84	405	480	0,207	673,22	0,061	5
CONEXIÓN TRAFÓ CELDA	1	15	2200640	3215,68	16000	240	0,045	11540,85	0,524	5

Tabla 2.4.2.3.2. Detalle cálculos interconexiones Combiner boxes a entrada Inversores.

4.2.4 Puesta a tierra del Campo Fotovoltaico

Según el ITC-BT 40 las centrales generadoras deben estar provistas de sistemas de puesta a tierra diseñados para asegurar que las tensiones que puedan presentarse en las masas metálicas de la instalación no superen los valores establecidos en la MIERAT 13. Además, deben estar diseñadas del tal modo que no se produzcan transferencias de defectos a la Red de Distribución Pública ni a las instalaciones privadas.

Como se ha comentado en la memoria descriptiva, el campo fotovoltaico se considera un sistema IT, es decir, con neutro aislado. Un medidor de aislamiento, por ejemplo, tipo modelo ISOMETER ISO 685 BENDER, avisará en caso de producirse un primer defecto a tierra para que este sea corregido.

La tierra del campo fotovoltaico se denominará en el presente proyecto como Tierra 1 y va a ser calculada a continuación.

Investigación de las características del suelo

Según la investigación previa del terreno donde se instalará la planta fotovoltaica, se considerará una resistividad media superficial igual a 300 Ω m, debida a un suelo de arena arcillosa.

Cálculo de la puesta a tierra

Se va a considerar un único anillo formado por conductor de cobre desnudo de 50 mm² alrededor del campo fotovoltaico y enterrado a una profundidad de 0,7 m. Deben conectarse a dicho anillo todos los elementos metálicos englobados dentro del campo fotovoltaico. Es decir, estructuras metálicas de los paneles, soportes, etc. La única consideración que se va a tener en cuenta a la hora de diseñar la tierra del campo fotovoltaico es que la resistencia de dicha tierra sea inferior a un valor que asegure la eficacia de la misma. El valor de resistencia máximo admisible se fija en 10 Ω .

Por tanto, sabiendo que si se establece una circunferencia alrededor de la planta, el radio de dicha circunferencia sería de 1000 metros aproximadamente, se va a calcular la longitud del conductor de cobre de 50 mm²:

$$L_{anillo} = 2 * \pi * r = 2 * \pi * 1000 = 6283,2 \text{ m}$$

Fórmula 1.4.2.4

La resistencia de la puesta a tierra se calcula a partir de la siguiente expresión referida a puestas a tierra formadas por conductor enterrado horizontalmente:

$$R = 2 * \rho / L_{anillo} = 2 * 300 / 6283,2 = 0,095 \Omega$$

Fórmula 2.4.2.4

Siendo:

- ρ : Resistividad del terreno

Una vez obtenida la resistencia de la puesta a tierra, se puede ratificar que con la configuración establecida previamente, es suficiente para la función requerida:

$$0,095 < 10 \Omega$$

4.2.5 Cálculo de secciones en corriente alterna

El cálculo de secciones en corriente alterna sigue los mismos criterios que en corriente continua, aunque existe alguna variación a tener en cuenta.

Para BT, se van a distinguir dos tramos perfectamente diferenciados:

- Tramo Inversor-Transformador de potencia.

Respecto a la MT, se considerarán los siguientes tramos:

- Transformador-Celda MT



La determinación reglamentaria de la sección de un cable consiste en calcular la sección mínima normalizada que satisface simultáneamente las tres condiciones siguientes:

- Criterio de la intensidad máxima admisible o de calentamiento

Se aplica lo establecido en corriente continua.

- Criterio de la caída de tensión

Esta caída de tensión debe ser inferior a los límites marcados por el REBT en cada parte de la instalación que, según se refleja en la ITC-BT 40, la caída de tensión máxima admisible entre el generador y la red de distribución no será superior al 1,5 %. Se estimará en cada uno de los tramos de la instalación un valor de caída de tensión máxima, y teniendo en cuenta la disponibilidad restante de caída de tensión dada por el conjunto de interconexiones aguas abajo existentes en los cálculos anteriores del campo fotovoltaico.

Para el cálculo de la sección en función de la caída de tensión corriente alterna monofásica se utiliza la expresión explicada en la parte de continua. Sin embargo, para corriente alterna trifásica se utiliza la siguiente expresión:

$$S = \frac{\sqrt{3} * L * \rho * IL}{AV}$$

Fórmula 1.4.2.5

Siendo:

- L: longitud de la línea (m)
- IL: Intensidad nominal de la línea (A)
- ρ : La resistividad del cobre:
 $\rho_{T^{\circ}C} = \rho_{20^{\circ}C} * (1 + \alpha * (T^{\circ}C - 20))$

Fórmula 2.4.2.5

- $\rho_{Cu,20^{\circ}C} = 0,018 \text{ mm}^2\Omega/\text{m}$
- $\rho_{Al,20^{\circ}C} = 0,029 \text{ mm}^2\Omega/\text{m}$
- $\alpha_{Cu} = 0,00392$ para cobre
- $\alpha_{Al} = 0,00403$ para aluminio
- AV: caída de tensión (V)

4.2.6 Diseño de las protecciones en corriente continua

4.2.6.1 Diseño de las protecciones primarias (Combiner boxes)

Como se ha mencionado en la memoria descriptiva se instalará un primer elemento de protección eléctrica en corriente continua, denominado combiner box o cajas de conexión (CB). Se encuentran próximas a los módulos fotovoltaicos y tienen una triple funcionalidad:

- Agrupar los terminales procedentes de los módulos fotovoltaicos con el fin de comunicar las cajas en cuestión, con los inversores cajas de nivel II mediante un único circuito (un conductor positivo y uno negativo).
- Proteger la instalación contra sobrintensidades y cortocircuitos mediante fusibles (dos por ramal, uno en el terminal positivo y otro en el negativo) instalados en sus correspondientes bases portafusibles. Según el ITC-BT 22, para intensidades nominales $4A < I_n < 16A$, la intensidad de actuación del fusible elegido debe ser:

$$I_f = 1,90 * I_b$$

Fórmula 1.4.2.6.1



Siendo:

- I_n : intensidad nominal proporcionada por los paneles en serie

Posibilidad de apertura manual para aislar el conjunto de ramales conectados a la caja. Para ello, se decide instalar un interruptor seccionador de corte en carga acorde a los valores de intensidad requeridos.

4.2.6.2 Componentes de las combiner boxes.

Lo primero que se debe conocer, es el número de ramales en paralelo que van a ser agrupados por cada caja.

Por razones de diseño que se analizarán en los apartados posteriores, se decide agrupar un máximo de 24 strings en paralelo por cada caja de nivel I.

Por tanto, el número total de terminales entrantes en cada caja será igual a 48 (entre positivos y negativos). Como por cada terminal debe instalarse un fusible, el número de fusibles y bases portafusibles será igual a 48 unidades.

Protección térmica individual de cada strings, se realizará mediante protección por fusibles. La intensidad de corte del fusible a elegir es de 14,89 A:

$$I_f = 1,90 * I_n = 1,90 * 8,66 = 16,45 \text{ A.}$$

Fórmula 1.4.2.6.2

Se decide instalar fusibles cilíndricos DF gPV de 10x38 1000 V DC con una intensidad nominal de 20 A. (Véase tabla 10.731)

Los cuales irán integrados en el interruptor seccionador + fusibles.

La base portafusibles a instalar es también DF, de tipo 10x38 unipolar 1000 V DC con una intensidad nominal de 32 A. (Véase tabla 10.7.1)

Protección térmica y corte para las salidas de cada combiner box hacia el inversor, se realizará mediante un Interruptor-Seccionador + fusibles: Los interruptores de continua que se instalaran en este tramo de la instalación, tendrán la función de aislar zonas del generador para labores de mantenimiento de los módulos solares como limpieza y reparación de incidencias.

Se colocaran uno por cada combiner box y al abrirlos proporcionaran un aislamiento eficaz de los ramales pertenecientes a subgrupo del interruptor.

Para la elección de los interruptores-seccionadores se tendrán en cuenta dos parámetros, la tensión de servicio de la línea y la corriente que deben ser capaces de interrumpir al abrirse. Para esta instalación dichos parámetros vendrán dados por la corriente de cortocircuito que pueda producirse en cada panel por el número de ramales que conecta el interruptor-seccionador y la tensión máxima de servicio será la tensión máxima que puede darse en la instalación, es decir, bajo condiciones de circuito abierto y a una temperatura ambiente de -10 °C, además es necesario conocer lo establecido en el ITC-BT 22, "el poder de corte del dispositivo de protección debe ser igual o mayor que la intensidad de cortocircuito máxima en su punto de instalación". La intensidad máxima que debe interrumpir, será por tanto:

- CB Tipo 1= (Zona perimetral):

$$I_{corte} = I_{cc \text{ ramal}} * N^{\circ} \text{ramales} = 9,02 * 24 = 216,48 \text{ A}$$

Fórmula 2.4.2.6.2

$$V_{oc} (T_{min} (-10^{\circ})) = 713,24 \text{ A}$$

- CB Tipo 2 = (Zona central):

$$I_{corte} = I_{cc} * N^{\circ} \text{ramales} = 9,02 * 20 = 180,4 \text{ A}$$

Fórmula 2.4.2.6.2

$$V_{oc} (T_{min} (-10^{\circ})) = 713,24 \text{ A}$$



Se opta por instalar un interruptor seccionador de corte en carga + fusibles ABB DC de 1000 V DC y poder de corte de 250 A. Los terminales se conectarán sobre el interruptor mediante una pletina que actué como embarrado. (Véase figura 10.7.2)

Como protección adicional para el equipo interruptor-seccionador + fusibles, en cada línea de este tramo de corriente continua donde se conectan subgrupos de 24 y 20 ramales (en función de cada zona, perimetral y central respectivamente) de módulos del generador fotovoltaico, se instalarán fusibles para la protección contra sobrecorrientes para evitar que se sobrepasen valores de corrientes superiores a las admisibles por los conductores y equipos de la instalación.

Al igual que en el tramo anterior, se colocaran dos fusibles por cada tramo, uno para cada uno de los conductores de polaridad positiva y otro para cada uno de los conductores de polaridad negativa.

La sección del conductor que forma este tramo de instalación es de 400mm², por lo que los parámetros a utilizar para el dimensionado de los fusibles serán:

Dependiendo de la tensión de servicio a la cual va a trabajar el interruptor, se utilizara un numero de polos determinado, es decir, cuanto mayor sea la tensión de servicio de la instalación, se deberán aumentar el número de interrupciones de corriente y, por consiguiente, el número de polos conectados en serie.

Según el ITC-BT 22, para intensidades nominales $I_n > 16A$, la intensidad de actuación del fusible elegido debe ser:

$$I_f = 1,90 * I_n$$

Fórmula 3.4.2.6.2

Siendo:

- I_n : intensidad nominal proporcionada por los paneles en serie

Posibilidad de apertura manual para aislar el conjunto de ramales conectados a la caja. Para ello, se decide instalar un interruptor seccionador de corte en carga acorde a los valores de intensidad requeridos.

-C.B. de Zona perimetral:

$$I_{corte} = I_{mpp\ ramal} * N^{\circ}ramales = 8,66 * 24 = 207,84 A$$

Fórmula 4.4.2.6.2

$$I_f = I_{corte} * 1,6 = 332,55 A$$

Fórmula 5.4.2.6.2

$$I_f = 400 A$$

-C.B. de Zona central:

$$I_{corte} = I_{mpp\ ramal} * N^{\circ}ramales = 8,66 * 20 = 173,2 A$$

Fórmula 4.4.2.6.2

$$I_f = I_{corte} * 1,6 = 277,12 A$$

Fórmula 5.4.2.6.2

$$I_f = 315 A$$

En nuestro caso emplearemos:

- C.B. zona perimetral.

Para este circuito se ha escogido seis interruptores-seccionadores + fusibles de marca ABB modelo OTDC250E11 con 4 polos cuya máxima tensión de servicio son 1000V y capaz de interrumpir una corriente de 250A. (Véase figura 10.7.2)



- *C.B. zona central.*

Para este circuito se ha escogido dos interruptores-seccionadores de marca ABB modelo OTDC200E11 con 4 polos cuya máxima tensión de servicio son 1000V y capaz de interrumpir una corriente de 200A.

Protección contra sobretensiones

Además de los elementos calculados, debemos de proteger la instalación contra sobretensiones de tipo atmosférico, estas pueden ser de dos clases:

○ CLASE I: Los protectores contra sobretensiones de Clase I están destinados a ser instalados en las extremidades de las líneas exteriores de una instalación fotovoltaica para protegerla contra impactos directos de rayos.

○ CLASE II: Las protecciones de Clase II se destinan a la protección de las redes de alimentación fotovoltaica contra las sobretensiones transitorias debidas a descargas atmosféricas indirectas que se producen a una determinada distancia de la instalación fotovoltaica e inducen una sobretensión.

La protección de clase II sería obligatoria en cualquier tipo de instalación, sin embargo, en nuestro caso, ambos tipos de protecciones deben de utilizarse ya que dado las dimensiones del mismo y al tratarse de una zona de relativo riesgo de impacto directo por un rayo sería necesario instalar también protecciones de clase I.

Para la elección de la protección contra sobretensiones a utilizar en la instalación, se tendrá en cuenta la tensión máxima de funcionamiento que puede producirse en el generador fotovoltaico para escoger un descargador que soporte dicha tensión. Esta tensión máxima aparece cuando los paneles trabajan en condiciones de circuito abierto y a una temperatura ambiente de -10°C , esto produce una tensión igual a 713,24 V, por tanto se elegirá un descargador con una tensión de régimen permanente superior a este valor.

En nuestro caso escogeremos descargadores de sobretensiones de la marca ABB familia OVR especialmente diseñados para aplicaciones fotovoltaicas en corriente continua con tensión máxima de servicio de 1100V e intensidad máxima de 4,5kA.

En nuestro caso escogeremos:

- Clase I: ABB OVRPVT16.25-1000PTS (Véase figura 10.7.3)
- Clase II: ABB OVRPVT240-1000PQS (Véase figura 10.7.3)

Como envolvente, se utilizaran armarios marca ABB GEMINI de dimensiones 1005x840x360 y grado de protección IP-66 con entrada para canalizaciones, para superficie y cierre con llave para realizar las maniobras oportunas. (Véase figura 10.7.4)

4.3 Centro de Inversores y Transformación

Se entienden como centros de inversores, a las dos envolventes de hormigón que integran los equipos destinados a convertir la corriente continua, en corriente alterna, y asegurar el suministro de servicios auxiliares tales como alumbrado, fuerza, etc.

Los centros de hormigón comentados, se suministran prefabricados, con la única necesidad de ser anclados a una losa de hormigón armado que será construida previamente. Esto se realiza con el objetivo de disminuir el tiempo de construcción de la planta.

Se debe remarcar, la decisión de instalar únicamente dos envolventes de hormigón idénticas e identificadas en función del número de inversor que albergan.



Por otra parte, se entiende como centro de transformación a la envolvente de hormigón que integra los equipos capaces de elevar la tensión, medir la energía generada por la planta, y proteger la propia instalación en la parte de media tensión. En este caso, estarán unidos en un mismo recinto o envolvente para ahorrar costes y espacio.

4.3.1 Cálculo del pozo apagafuegos

Como se va a instalar un transformador de aceite, se debe dimensionar también un pozo de recogida capaz de almacenar la totalidad del aceite que contiene el propio transformador en caso de fuga.

El transformador seleccionado posee un total de 1500 litros de aceite. Conociendo que el volumen de aceite que contiene el transformador GEDELSA, se calculará las dimensiones del pozo:

$$V_{\text{pozo}} \geq V_{\text{trafo}} = L * A * h \geq 1400 = 12 * 9 * 15 \geq 1600 = 1620 \geq 1600$$

Fórmula 1.4.3.1

Siendo:

- L: largo del pozo apagafuegos en dm
- A: ancho
- h: alto

A partir de lo anterior, se va a construir un pozo apagafuegos de dimensiones (largo x alto x ancho) 1,2x1,5x0,9 m.

4.3.2 Cálculo de ventilación

Con el objetivo de aumentar la vida útil y el rendimiento de los equipos que integran los centros de inversores y el centro de transformación, se va a calcular la ventilación necesaria para que la temperatura interior de los centros no alcance valores excesivos.

Bases de cálculo

En los cálculos se aplica lo establecido en los siguientes documentos:

- Norma UNE-EN 60076-1 Para transformadores de potencia.
- CTE-DB-HE. Código técnico, documento básico de ahorro de Energía.

El volumen de aire a renovar es función de:

- Las pérdidas totales de los elementos que integren el módulo a ventilar.
- La diferencia de temperaturas del aire a la entrada y la salida. La máxima admisible es de 20°C según recomendaciones de UNESA.

Características del aire:

- Calor específico: $C_p=0,24 \text{ kcal}/(\text{kg} \cdot ^\circ\text{C})$
- Densidad del aire seco a 20°C $\rho= 1.16 \text{ kg}/\text{m}^3$

Utilizando la ecuación fundamental de calor:

$$Q = m * C_p * \Delta T = q * \rho * C_p * \Delta T$$

Fórmula 1.4.3.2

Siendo:

- q: caudal (m³/s)
- Q: potencia disipada kW
- ΔT : incremento de temperatura
- 1kcal=4.187 kJ

4.3.2.1 Cálculo de ventilación centro de inversores y centro de transformadores.

Salida de aire caliente.

Se va a considerar una temperatura máxima del aire exterior de 30 °C. Por otro lado, la temperatura fijada como límite en el interior de los centros de inversores y transformación va a ser de 42°C. El incremento de temperatura será, por tanto, de 12°C.



En el interior del edificio del inversor, la principal fuente de calor es el inversor. El resto de componentes tienen pérdidas menores:

Inversores:

- Pérdidas inversores (según European Efficiency): 9840 W x 2= 19.680W
 - Transformador (Según ficha fabricante rendimiento 99,3%)= 16.800W x 2 = 33.600W
- Donde se engloban:

- Pérdidas en el cobre del transformador:
- Pérdidas en el hierro del transformador
- Pérdidas resto de componentes.

Sustituyendo los datos en la ecuación anterior:

Calculo ventilación por inversor:

$$q = \frac{Q}{1,16 * \Delta T} = \frac{19,7}{1,16 * 6} = 2,83 \text{ m}^3/\text{s} = 10.189 \text{ m}^3/\text{h}$$

Fórmula 1.4.3.2.1

Se considera por seguridad un caudal de sobrepresión (qs) de 1000 m³/h. Por tanto, el caudal que debe ser expulsado por el extractor es de:

$$qT = q + qs = 10.189 + 1000 = 11.189 \text{ m}^3/\text{h}$$

Fórmula 2.4.3.2.1

Calculo ventilación por transformador:

$$q = \frac{Q}{1,16 * \Delta T} = \frac{33,6}{1,16 * 6} = 4,82 \text{ m}^3/\text{s} = 17.379 \text{ m}^3/\text{h}$$

Se considera por seguridad un caudal de sobrepresión (qs) de 1000 m³/h. Por tanto, el caudal que debe ser expulsado por el extractor es de:

$$qT = q + qs = 17.379 + 1000 = 18.379 \text{ m}^3/\text{h}$$

A partir de los datos anteriores, se decide instalar extractores COMPACT HCGB/2-315 de Soler y Palau. Según el fabricante, son capaces de extraer 3000 m³/h con un consumo de 345 W. (Ver tabla 6 anexo 10.2.6 memoria descriptiva)

Por consiguiente, el número de extractores a instalar son 4 unidades en el edificio de inversores, que permiten extraer 12.000 m³/h y de 6 unidades en el edificio de transformadores que permiten extraer 24.000 m³/h.

Se localizarán en la pared trasera a los inversores en su parte superior para facilitar la salida del aire caliente de los propios inversores en su edificio, y por otro lado se ubicarán en la pared trasera superior del transformador 2 unidades y 1 unidad en la parte lateral superior.

Dichos extractores se activarán cuando un termostato de la señal de temperatura limite y dará la señal mediante un contactor a los mismos. (Véase figura 10.6.1)

Entrada de aire frío

Como es lógico, la cantidad de aire expulsado por los extractores, debe entrar al propio centro. Para ello, se van a instalar una serie de rejillas metálicas con lamas en V invertida.

Recinto Inversores:

La superficie total de entrada de aire se calcula a partir de la siguiente expresión:



$$S = qT/v = 3,10/0,7 = 4,44 \text{ m}^2$$

Fórmula 3.4.3.2.1

- qT: caudal expulsado por los extractores (m³/s)
- v: velocidad de entrada de aire, considerada en 0,7 m/s

Se opta por instalar 4 rejillas con dimensiones (largo x alto) 1200x1000 mm. La superficie de dichas rejillas será:

$$S_r = l * a = 1,2 * 1 = 1,5 \text{ m}^2$$

Fórmula 4.4.3.2.1

Por ello, se deben instalar un total de 4 rejillas, situadas en la pared delantera al inversor, y lo más centrado posible del mismo.

Recinto transformador:

Utilizando la misma fórmula que para los centros de inversores:

$$S = qT/v = 5,1/0,7 = 7,29 \text{ m}^2$$

Fórmula 5.4.3.2.1

- qT: caudal expulsado por los extractores (m³/s)
- v: velocidad de entrada de aire, considerada en 0,7 m/s

Del mismo modo que en el caso anterior, se opta por instalar rejillas con dimensiones (largo x alto) 800x1200 mm. La superficie de dichas rejillas es, como se sabe, de 0.96 m². Se deben instalar un total de 4 rejillas en cada compartimento de transformador, por lo que sumarán un total de 8 rejillas para todo el edificio, situadas en las paredes opuestas a la ubicación de los extractores.

4.3.3 Cálculo de iluminación

Se va a considerar una misma configuración para el alumbrado de los centros de inversores y de transformación.

El nivel mínimo de alumbrado de uso normal a considerar para este tipo de locales, se va a estimar en 300 lúmenes.

Por otro lado, a partir de lo establecido en el ITC BT-16 deberá instalarse un equipo autónomo de alumbrado de emergencia próximo a la entrada, de autonomía no inferior a 1 hora y proporcionando un nivel mínimo de iluminación de 5 lux, es decir 5 lúmenes/m².

4.3.3.1 Alumbrado de uso normal

Datos de referencia:

- Las dimensiones interiores del centro a iluminar: (largo x alto x ancho) 8,34 x 2,49 x 2,36 m.
- El tipo de luminaria elegida será luminaria fluorescente estanca para tubos fluorescentes (Posición 2).
- En este local las luminarias no se limpiarán frecuentemente y las lámparas no se sustituirán antes de fundirse. Las condiciones atmosféricas serán poco aceptables, por lo que se considera un factor de mantenimiento medio.
- El techo y las paredes son de tonalidades claras con un índice de reflexión aproximado de un 75 % para el techo y un 50 % para las paredes.
- El nivel de iluminación medio, E estimado para este tipo de instalaciones será de 300 lux.

Relación del local

Se define a partir de la siguiente ecuación:

$$\text{Relación del local (RL)} = \frac{A * L}{h * (A + L)} = \frac{2,36 * 8,34}{2,49 * (2,36 + 8,34)} = 0,738$$

Fórmula 1.4.3.3.1



Siendo:

- A: ancho
- L: largo
- h: altura

Según la siguiente tabla, para un local con una RL de 0,73 le corresponde un índice del local, K de 0,8.

Índice del local K	Relación del local	
	Valor	Punto central
J	Menos de 0,7	0,60
I	0,7 a 0,9	0,80
H	0,9 a 1,12	1,00
G	1,12 a 1,38	1,25
F	1,38 a 1,75	1,50
E	1,75 a 2,25	2,00
D	2,25 a 2,75	2,50
C	2,75 a 3,50	3,00
B	3,50 a 4,50	4,00
A	Más de 4,50	5,00

Tabla 1.4.3.3.1. Índice del local

Fuente: CTE

Factor de mantenimiento

Para este tipo de luminarias, en función de un no excesivo mantenimiento, se considera un factor de mantenimiento, FM igual a 0,60.

Factor de Utilización

Según la siguiente tabla, para un centro con los datos siguientes:

- Tipo de luminaria: fluorescente simple descubierto (tipo 2).
- Factor de reflexión: Techos 75%, paredes 50%.
- Índice del local: $K = I$, es decir, 0,80.

Se obtiene un factor de utilización, FU igual a 0,48.

Posición	Tipo de luminaria	Distribución de flujo	Distancia entre luminarias y factor de mantenimiento F_m	Reflexión																																																																																																					
				Techo	75 %			50 %			30 %																																																																																														
					Parad	50 %	30 %	10 %	50 %	30 %	10 %	30 %	10 %																																																																																												
Índice local K				Factor o coeficiente de utilización, F_u																																																																																																					
1			Inferior a $0,8 \times h$ F_m Bueno 0,75 Medio 0,65 Malo 0,55	J	0,40	0,37	0,35	0,39	0,37	0,35	0,37	0,35	I	0,48	0,46	0,45	0,47	0,45	0,44	0,44	0,43	H	0,52	0,50	0,50	0,51	0,49	0,49	0,48	0,48	G	0,55	0,54	0,53	0,54	0,53	0,51	0,51	0,50	F	0,58	0,56	0,54	0,55	0,54	0,53	0,53	0,52	E	0,60	0,59	0,57	0,59	0,58	0,56	0,57	0,55	D	0,65	0,62	0,60	0,62	0,61	0,59	0,59	0,58	C	0,66	0,64	0,61	0,64	0,62	0,61	0,61	0,60	B	0,67	0,65	0,64	0,65	0,63	0,62	0,62	0,61	A	0,68	0,66	0,65	0,66	0,65	0,63	0,64	0,62												
				2			Inferior a $1 \times h$ F_m Bueno 0,70 Medio 0,60 Malo 0,53	J	0,32	0,27	0,23	0,32	0,26	0,23	0,25	0,23	I	0,40	0,35	0,31	0,39	0,34	0,30	0,34	0,30	H	0,44	0,39	0,36	0,43	0,39	0,35	0,36	0,35	G	0,48	0,43	0,40	0,46	0,42	0,39	0,41	0,39	F	0,52	0,47	0,43	0,50	0,46	0,42	0,45	0,42	E	0,57	0,52	0,48	0,55	0,51	0,47	0,50	0,46	D	0,62	0,56	0,52	0,59	0,55	0,51	0,54	0,51	C	0,65	0,59	0,54	0,62	0,57	0,54	0,56	0,53	B	0,69	0,63	0,59	0,65	0,61	0,58	0,60	0,58	A	0,71	0,66	0,62	0,67	0,63	0,60	0,61	0,60								
								3			Inferior a $1 \times h$ F_m Bueno 0,68 Medio 0,58 Malo 0,50	J	0,38	0,32	0,28	0,37	0,32	0,28	0,31	0,28	I	0,47	0,42	0,39	0,46	0,41	0,38	0,40	0,37	H	0,51	0,47	0,44	0,50	0,47	0,43	0,46	0,43	G	0,55	0,51	0,48	0,54	0,51	0,47	0,50	0,47	F	0,58	0,54	0,51	0,57	0,53	0,51	0,52	0,50	E	0,63	0,60	0,57	0,62	0,59	0,56	0,58	0,55	D	0,68	0,64	0,61	0,66	0,64	0,61	0,63	0,60	C	0,70	0,67	0,63	0,68	0,65	0,63	0,64	0,62	B	0,73	0,70	0,68	0,71	0,68	0,67	0,67	0,66	A	0,74	0,72	0,70	0,72	0,70	0,68	0,69	0,67				
												4			Inferior a $1 \times h$ F_m Bueno 0,70 Medio 0,60 Malo 0,50	J	0,33	0,28	0,26	0,32	0,28	0,26	0,28	0,26	I	0,39	0,36	0,34	0,39	0,35	0,34	0,35	0,34	H	0,43	0,40	0,38	0,42	0,40	0,38	0,39	0,38	G	0,46	0,43	0,41	0,45	0,43	0,41	0,42	0,41	F	0,48	0,46	0,43	0,47	0,45	0,43	0,45	0,43	E	0,52	0,50	0,47	0,51	0,49	0,47	0,48	0,47	D	0,55	0,53	0,51	0,54	0,52	0,51	0,52	0,51	C	0,57	0,55	0,52	0,56	0,53	0,52	0,53	0,52	B	0,59	0,57	0,56	0,57	0,56	0,55	0,55	0,54	A	0,60	0,58	0,56	0,59	0,57	0,56	0,56	0,55

Tabla 2.4.3.3.1. Factor de utilización

Fuente: CTE

Flujo total necesario

A partir de la siguiente expresión, se calculará el flujo total necesario para la iluminación del centro:

$$\phi T = \frac{E * L * A}{F_m * F_u} = \frac{300 * 8,34 * 2,36}{0,6 * 0,48} = 20.502 \text{ lm}$$

Fórmula 1.4.3.3.1

Flujo por Luminaria

Como se ha calculado en el apartado anterior, se deben instalar 2 luminarias.

Conociendo el flujo total necesario en el centro, resulta sencillo calcular el flujo mínimo por cada luminaria:

$$\phi_{luminaria} = \phi T / N^{\circ} \text{luminarias} = 20502 / 4 = 5.125 \text{ lm}$$

Fórmula 2.4.3.3.1

Se decide instalar 4 pantallas estancas 2x36 W marca GEWISS con un nivel de iluminación igual a 6.700 lúmenes.

Nivel de iluminación resultante

El nivel de iluminación conseguido a partir de las luminarias que van a ser instaladas se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$E = \frac{\phi_{luminaria} * F_m * F_u}{L * A} = \frac{4 * 6700 * 0,6 * 0,48}{8,34 * 2,36} = 392,14 \text{ lúmenes}$$

Fórmula 3.4.3.3.1



Como puede observarse, es superior a los 300 lúmenes que se han establecido como referencia.

4.3.3.2 Alumbrado de emergencia

Como se ha mencionado, según el ITC BT-16 todo local como los considerados en la instalación fotovoltaica debe disponer de un alumbrado de emergencia igual o superior a 5 lúmenes/m².

Sabiendo que los centros de hormigón poseen un total de 19,68 m², se deberá instalar un alumbrado de emergencia superior a 98.4 lúmenes:

$$\phi_{emergencia} = 5 * Senvolvente = 5 * 19,68 = 98.4 \text{ lúmenes}$$

Fórmula 1.4.3.3.2

A partir del resultado anterior, se elige instalar una U21 de LEGRAND con un consumo de 6 W, un nivel de iluminación de 160 lúmenes y una hora de autonomía.



5. Estudio viabilidad económica.

5.1 Presupuesto general

Código	Ud.	Cantidad (Ud.)	Descripción	Precio (€/ud)	Total (€)
Capítulo 1			CAMPO FOTOVOLTAICO		3.188.210,13
1.1			EQUIPOS		2.577.084,00
1.1.1	ud	2.116	Estructura soporte de dimensiones 6,5 x 2 m, galvanizadas en caliente con capacidad para resistir vientos de hasta 140 km/h. Modelo SOLAR STEEL de GESTAMP.	215,00	454.940,00
1.1.2	ud	16.928	Panel Fotovoltaico AS-P602 de AEG, con una potencia de 260 W: • Dimensiones: 1.629mm x 989mm x 47mm. Se incluyen elementos de sustentación y amarre.	125,00	2.116.000,00
1.1.3	ud	24	Cajas de conexión o de nivel I tipo 1: • Armario ABB GEMINI 1005x840x360 mm. • 46 Fusibles gPV 10x38 1000 V 16 A DF • 46 bases portafusibles PMX 1000 V 32 A DF. • 1 Interruptor-seccionador de corte en carga 1000 V 250 A ABB. • Descargador de sobretensión 1100 V 4,5 kA ABB. Se incluyen bornas y carriles de fijación.	197,00	4.728,00
1.1.4	ud	8	Cajas de conexión o de nivel I tipo 2: • Armario ABB GEMINI 1005x840x360 mm. • 40 Fusibles gPV 10x38 1000 V 16 A DF • 40 bases portafusibles PMX 1000 V 32 A DF. • 1 Interruptor-seccionador de corte en carga 1000 V 200 A ABB. • Descargador de sobretensión 1100 V 4,5 kA ABB. Se incluyen bornas y carriles de fijación.	177,00	1.416,00
1.2			CABLEADO		408.941,12
1.2.1	ml	35.008	TIPO1-Tramo: módulos- C.B. I: Cable P-SUN 0,6/1 kV de sección 1x6 mm ² PRYSMIAN.	0,28	9.802,24
1.2.2	ml	64.512	TIPO2-Tramo: módulos- C.B. I: Cable P-SUN 0,6/1 kV de sección 1x10 mm ² PRYSMIAN.	0,42	27.095,04
1.2.3	ml	8.992	TIPO3-Tramo: módulos- C.B. I: Cable P-SUN 0,6/1 kV de sección 1x16 mm ² PRYSMIAN.	0,63	5.664,96
1.2.4	ml	27.008	TIPO4-Tramo: módulos- C.B. I: Cable P-SUN 0,6/1 kV de sección 1x25 mm ² PRYSMIAN.	0,71	19.175,68

1.2.5	ml	2.928	TIPO1-Tramo: C.B I-Inversor: Cable en CU RV-K 0,6/1 kV de sección 1x240 mm ² PRYSMIAN.	14,00	40.992,00
1.2.6	ml	6.800	TIPO2-Tramo: C.B I-Inversor: Cable en CU RV-K 0,6/1 kV de sección 1x400 mm ² PRYSMIAN.	23,00	156.400,00
1.2.7	ml	9.728	Tubo corrugado rojo de doble pared R4 de 450 N.	15,40	149.811,20
1.3			RED DE TIERRAS		38.026,63
1.3.1	ml	6.283	Anillo de tierras alrededor del campo fotovoltaico, formado por cable desnudo Cu de 50 mm ² . Se incluyen grapas de unión en forma de U de cobre.	5,71	35.875,93
1.3.2	ml	2.010	Latigillos de cobre con cubierta de PCC amarillo/verde de 16 mm ² . Conectan las estructuras soporte con la red de tierras.	1,07	2.150,70
1.4			OBRA CIVIL		164.158,38
1.4.1	ml	6.283	Zanjas para la instalación de la red de tierras de dimensiones 700x400 mm: •Con una solera de arena de nivelación de 50 mm en el fondo de la zanja. •Relleno con tierra procedente de la propia excavación	5,71	35.875,93
1.4.2	ml	1.265	Zanjas para la instalación de los tubos que transportan los cables de C.C de dimensiones: 800x600 mm: •Con una solera de arena de nivelación de 50 mm en el fondo de la zanja. •Con 100 mm de arena de relleno por encima de los tubos. •Relleno con tierra procedente de la propia excavación	6,53	8.260,45
1.4.3	ml	24	Suministro e instalación de arquetas de registro prefabricadas para cableado en C.C. • Material: hormigón. • Dimensiones: 800x800x1000 mm. •Con una solera de hormigón de 100 mm en el fondo de la zanja. Se incluye tapa metálica de seguridad.	151,75	3.642,00
1.4.5	m3	2.116	Zapatas de hormigón armado HA-2200/P/20 para fijación de las estructuras soporte al terreno. Dimensiones: 900x900x1000 mm	55,00	116.380,00
Capítulo 2			CENTRO DE INVERSORES		348.983,82
2.1			ENVOLVENTE INVERSORES		18.250,00

2.1.1	ud	2	<p>Envoltura Prefabricada de Hormigón tipo PUCBET mod 6A0T, Armado y Vibrado HA-35/-/-/IIb, de dimensiones interiores 6.500x2.360x2.790 mm.</p> <p>Características de la Estructura: Prefabricados de Hormigón monobloque Armado y Vibrado HA-35/-/-/IIb, conformando una estructura de dimensiones interiores 6.500x2.360x2.790, pintada de color rugoso exterior y blanco interior, incluso UNA (1) puerta metálica de dimensiones aproximadas 900x2.000; incluso DOS (2) rejillas de ventilación con lamas en V invertida, dimensiones aproximadas 1500x1000. Incluye red de tierras interior.</p>	9.125,00	18.250,00
2.2			EQUIPOS		311.202,14
2.2.1	ud	4	<p>Inversor SMA SUNNY CENTRAL 1000CP XT 405 V AC SMA de 1.112 kW.</p> <p>Se incluye tornillería y demás elementos de fijación a suelo de hormigón.</p>	75.000,00	300.000,00
2.2.2	ud	2	Autotransformador trifásico de SSAA 5kVA 405/405 V Dyn11 MIMAVEN	343,00	686,00
2.2.3	ud	4	Sonda de temperatura AKO 14723	71,00	284,00
2.2.4	ud	4	Detector de humos	46,50	186,00
2.2.5	ud	8	Extractores Soler y Palau HCGB/2-315 W SOLER Y PALAU	110,00	880,00
2.2.6	ud	2	<p>Sistema de alumbrado, formado por los siguientes elementos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 2 pantallas estancas de 2x36 W GEWISS • 1 luminaria de emergencia de 1x6 W U21 G5 LEGRAND • 1 toma de corriente tipo Plexo de LEGRAND • 1 interruptor LEGRAND 	120,00	240,00
2.2.7	ud	12	Suelo de contrachapado de madera antideslizante de 20 mm de espesor.	14,52	174,24
2.2.8	ud	6	Bancada soporte del suelo técnico de madera. Formada por láminas de acero galvanizado de 5 mm de espesor.	56,00	336,00
2.2.9	ud	2	Elementos de seguridad (guantes, banqueta, extintor CO ₂ y carteles de primeros auxilios y peligro de muerte).	227,00	454,00
2.3			CABLEADO		7.961,90
2.3.1	ml	322	<p>Tramo: Inversor-Transformador:</p> <p>Cable RV-K 0,6/1 kV de sección 1x400 mm² PRYSMIAN.</p>	23,00	7.406,00

2.3.2	ml	88	Tramo: Inversor-Autotransformador SSAA: Cable RV-K 0,6/1 kV de sección 1x16 mm ² PRYSMIAN.	0,98	86,24
2.3.3	ml	161	Tramo: SSAA tipo 1: Cable RV-K 0,6/1 kV de sección 1x4 mm ² PRYSMIAN.	0,52	83,72
2.3.4	ud	4	Cableado de comunicaciones: •Mangueras de señales digitales 4x1 mm ² . Sonda DGPT2, detector de humos, sonda de temperatura interior y presostato.	62,00	248,00
2.3.5	ud	66	Canaleta para cableado UNEX 60x90 mm	2,09	137,94
2.4			RED DE TIERRAS		3.018,65
2.4.1	ml	330	Tierra de protección formada por un mallazo electrosoldado de 300x300 mm de lado instalado que cubre las dimensiones de las tres envolventes de hormigón. Además, está formada por 6 picas de cobre diámetro de características similares a las que se detallan en la partida correspondiente.	6,47	2.135,10
2.4.2	ml	35	Tierra de servicio o de neutro formado por 6 picas de cobre. La conexión entre la caja de puesta a tierra y las picas se realiza a través de un cable de cobre aislado de 50 mm ² .	8,41	294,35
2.4.3	ud	24	Picas de cobre diámetro 14 mm y 2 m de largo separadas 3 m entre sí, utilizadas tanto en la puesta a tierra de protección como en la de servicio. Se incluyen grapas de unión en forma de U y demás elementos para su instalación.	24,55	589,20
2.5			OBRA CIVIL		4.057,36
2.5.1	ml	130	Zanjas para la instalación de la red de tierras de dimensiones 700x400 mm: •Con una solera de arena de nivelación de 50 mm en el fondo de la zanja. •Relleno con tierra procedente de la propia excavación	5,70	2.028,68
2.5.2	ml	4	Suministro e instalación de arquetas de registro prefabricadas para entrada de cableado en C.C sobre las envolventes de hormigón. • Material: hormigón. • Dimensiones: 2000x1200x1000 mm. •Con una solera de hormigón de 0,01 m en el fondo de la zanja. Se incluye tapa de hormigón de seguridad.	507,17	2.028,68

Capítulo					
3			CENTRO DE TRANSFORMACIÓN		124.459,41
3.1			ENVOLVENTE C.SECCIONAMIENTO + C.TRANSFORMADORES		29.656,00
3.1.1	ud	2	Envolvente Prefabricada de Hormigón tipo PUCBET mod. 4B0T. Armado y Vibrado HA-35/-/-/IIb, de dimensiones interiores 4.340x2.360x2.500. Características de la Estructura: Paneles Monobloque Prefabricados de Hormigón Armado y Vibrado HA-35/-/-/IIb, conformando una estructura de dimensiones interiores 4.340x2.360x2.500, pintada de color rugoso exterior y blanco interior, incluso UNA (1) puerta metálica de acceso de peatón con rejillas de dimensiones aproximadas 900x2.000. Incluye red de tierras interior.	9.252,00	18.504,00
3.1.2	ud	1	Envolvente Prefabricada de Hormigón tipo PUCBET mod. 6B2T. Armado y Vibrado HA-35/-/-/IIb, de dimensiones interiores 6.340x2.360x2.500. Preparado para ubicar 2 transformadores. Incluye foso de recogida de aceite. Características de la Estructura: Paneles Monobloque Prefabricados de Hormigón Armado y Vibrado HA-35/-/-/IIb, conformando una estructura de dimensiones interiores 6.340x2.360x2.500, pintada de color rugoso exterior y blanco interior, incluso UNA (1) puerta metálica para acceso de peatón, incluso DOS (2) puerta metálica para acceso a los transformadores con doble rejilla de dimensiones aproximadas 900x2.000. Incluso CUATRO (4) rejillas para ventilación natural 900x900. y DOS (2) huecos para ubicación de extractores. Incluye red de tierras interior.	11.152,00	11.152,00
3.2			EQUIPOS		91.383,13
3.2.1	ud	2	Transformador EFACEC 2,4 MVA 20/0,405/0,405 kV, Dy11y11 refrigerado en aceite. Bornas enchufables en MT y pasatapas en BT. Se incluye la sonda DGPT2.	24.567,00	49.134,00
3.2.2	ud	4	Sonda de temperatura AKO 14723	71,00	284,00
3.2.3	ud	4	Detector de humos	46,50	186,00
3.2.4	ud	4	Extractores Soler y Palau HCGB/2-315 W SOLER Y PALAU	110,00	440,00

3.2.5	ud	4	Sistema de alumbrado, formado por los siguientes elementos: •2 pantallas estancas de 2x36 W GEWISS •1 luminaria de emergencia de 1x6 W U21 G5 LEGRAND •1 toma de corriente tipo Plexo de LEGRAND •1 interruptor LEGRAND	120,00	480,00
3.2.6	ud	1	Celda modular de línea FLUOFIX 24KV 630A 20KA, modelo IS, con detectores capacitivos en cada una de las funciones. Mando manual (incluye embarrado de conexión).	1.261,19	1.261,19
3.2.7	ud	1	Celda modular de protección de transformador con ruptofusible y con espacio para albergar tres (3) transformadores de tensión, estos incluidos rel. 16,500/230V Pot. 500VA. FLUOFIX 24KV 630A 20KA, modelo TT y detectores capacitivos en cada una de las funciones. Mando manual. (Incluye embarrado de conexión e incluye fusibles)	2.540,40	2.540,40
3.2.8	ud	3	Celda modular de protección de transformador con interruptor automático. FLUOFIX 24KV 630A 20KA, modelo DC, con detectores capacitivos en cada una de las funciones. Mando manual. (Incluye relé 50/51, 50N/51N y embarrado).	6.921,00	20.763,00
3.2.9	ud	1	Celda modular de medida FLUOFIX 24KV 630A 20KA modelo M. Incluye 3 transformadores de tensión de relación 16500:v3 / 110:v3 - 110:3 25VA cl 0,5 - 50VA cl 3P y 3 transformadores de intensidad de relación 2,5 - 5 / 5 - 5 Pot. 10VA cl 0,5S cl 5P10. INCLUYE embarrado de conexión e puente de conexión al automático	4.814,61	4.814,61
3.2.10	ud	1	Relé de protección indirecta, comunicable, con cajón superior en celda, de funciones 32, 46, 49, 50 BF, 50PH/PL, 50N, 50G, 50SG, 50IG, 51N, 51G, 51SG, 51PH/V, 59/59X, 67N, 67G, 81 U/O, N/A, 81R, NO incluye transformadores de tensión, estas señales se cogerán de la celda de medida, en caso que no sea posible se tendrá que incluir una celda TT	8.411,93	8.411,93
3.2.11	ud	1	Armario de contadores con contador de energía tipo 1 con módulo GSM y compactación. Normas ENDESA.	2.006,00	2.006,00
3.2.12	ud	2	Bancada soporte del conjunto de celdas. Construida con tubo estructural 40x20 mm de acero galvanizado.	77,00	154,00
3.2.13	ud	4	Elementos de seguridad (guantes, banqueta, extintor CO ₂ y carteles de primeros auxilios y peligro de muerte).	227,00	908,00
3.3			CABLEADO		1.391,08

3.3.1	ml	60	Tramo Transformador-Celda MT: Cable HERPZ1 12/20 kV de sección 150 mm ² PRYSMIAN.	11,50	690,00
3.3.2	ud	6	Botellas enchufables acodadas tipo MSCT- 630A de PRYSMIAN.	92,00	552,00
3.3.3	ud	2	Cableado de comunicaciones: •Mangueras de señales digitales 4x1 mm ² . Detector de humos, alarma celdas, sonda de temperatura interior y presostato.	62,00	124,00
3.3.4	ml	12	Canaleta para cableado UNEX 60x90 mm	2,09	25,08
3.4			OBRA CIVIL		2.029,20
3.4.1	ud	4	Suministro e instalación de arqueta de registro prefabricada para salida de cableado en M.T sobre las envolventes de hormigón. • Material: hormigón. • Dimensiones: 2000x1200x1000 mm. • Con una solera de hormigón de 100 mm en el fondo de la zanja. Se incluye tapa de hormigón de seguridad.	507,30	2.029,20
Capítulo 4			LINEA SUBTERRÁNEA DE ENLACE MT		20.084,00
4.1			CABLEADO Y MATERIALES		17.468,00
4.1.1	ml	1.200	Tramo Celda MT-Conexión aéreo subterránea: Cable HERPZ1 12/20 kV de sección 150 mm ² PRYSMIAN.	8,50	10.200,00
4.1.2	ud	6	Conectores al aire tipo cono de aletas de 630A de PRYSMIAN sobre la celda de línea.	28,00	168,00
4.1.3	ud	3	Botellas lineales para conexión aereosubterránea tipo TES24-D90.	147,00	441,00
4.1.4	ud	3	Pararrayos tipo autoválvula de 24kV, 10KA, conexión e instalado sobre apoyo. Incluye aislamiento de los puentes de conexión, para protección de avifauna.	153,00	459,00
4.1.5	ud	400	Tubo corrugado rojo de doble pared R4 de 450 N.	15,50	6.200,00
4.2			OBRA CIVIL		2.616,00

4.2.1	ml	400	Zanjas para la instalación del tubo que transporta los cables de la línea subterránea en MT de dimensiones: 800x400 mm: •Con una solera de arena de nivelación de 50 mm en el fondo de la zanja. •Con 100 mm de arena de relleno por encima de los tubos. •Relleno con tierra procedente de la propia excavación	6,54	2.616,00
Capítulo 5			OTROS CONCEPTOS		7.775,00
5.1			PUESTA EN SERVICIO		450,00
5.1.1	ud	1	Verificación y puesta en marcha y acta de paso de la instalación desempeñado por la compañía ENDESA-ERZ DISTRIBUCION SLU.	450,00	450,00
5.2			DIRECCIÓN DE OBRA		7.325,00
5.2.1	ud	1	Control y seguimiento de la obra para una correcta ejecución realizado por compañía competente. Se incluye caseta de control donde se recoge el libro de órdenes.	7.325,00	7.325,00

5.2 Resumen

RESUMEN ECONÓMICO	IMPORTE
Total Obra Campo fotovoltaico (86 %)	3.188.210,13
Total C. Inversores (10 %)	348.983,82
Total C. Transformación (3,3 %)	124.459,41
Total Línea subterránea de enlace MT (0,5 %)	20.084,00
Presupuesto de Ejecución Material (PEM)	3.681.737,36
Gastos generales 10 %	368.173,74
Beneficio industrial 2 %	73.634,75
Presupuesto general de ejecución por contrata (PEC) SIN IVA	4.123.545,84
Presupuesto general de ejecución por contrata (PEC) CON IVA (21%)	4.989.490,47
Honorarios Facultativos 2 % PEM CON IVA 21 %	99.789,81
PRESUPUESTO GENERAL	5.089.280,28

Tabla 1.5.2. Resumen presupuesto general.

*Nota: Se ha procedido a estimar el coste de la parte de evacuación de la línea subterránea MT hasta su llegada al apoyo más próximo, sin embargo no se ha realizado ningún calculo técnico de la misma dado que no compete a este estudio.

Presupuesto general:

CINCO MILLONES OCHENTA Y NUEVEMIL DOSCIENTOS OCHENTA EUROS CON VEINTIOCHO CENTIMOS.

Huesca, 1 de Junio de 2016
Fdo.: Juan Carlos Pérez Castán

5.3 Análisis económico

Como se sabe, el presente proyecto consiste en una instalación de 4 MW cuyos generadores son módulos fotovoltaicos instalados sobre estructuras soporte fijas a 38° con la horizontal.

En primer lugar, se debe conocer el presupuesto inicial que es necesario aportar para llevar a cabo el proyecto.

Según lo obtenido en el apartado presupuesto general, el coste total de la instalación es de 5.089.280,28 euros, CINCO MILLONES OCHENTA Y NUEVEMIL DOSCIENTOS OCHENTA EUROS CON VEINTIOCHO.

En siguiente gráfico se puede observar cómo quedaría la distribución del precio en porcentaje de las distintas partidas que forman el presupuesto:

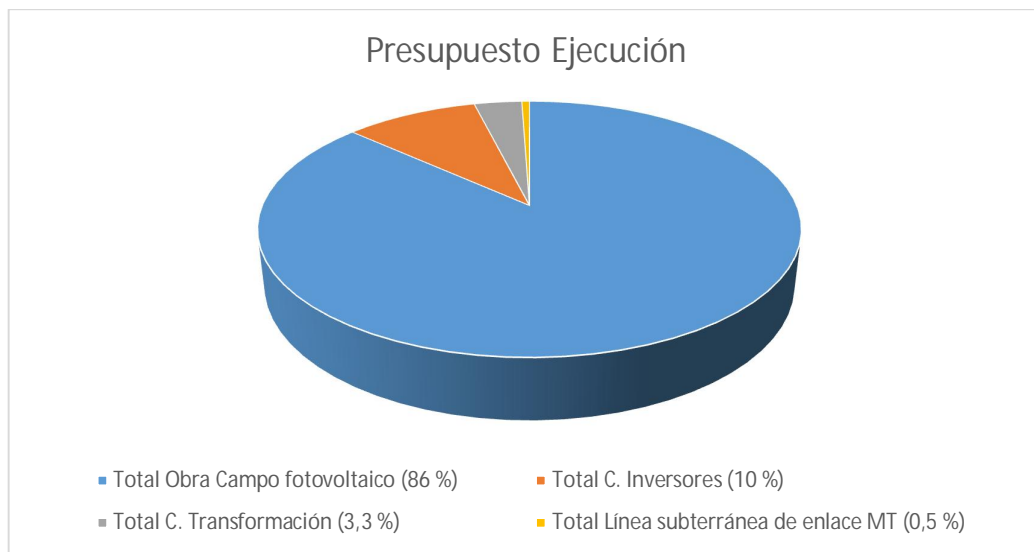


Tabla 1.5.3. Presupuesto de la instalación fotovoltaica en Loarre.

Como puede observarse, la mayor cuantía de la inversión, un 86%, recae sobre los módulos fotovoltaicos y sus elementos. Si analizamos el mercado de venta de paneles fotovoltaicos, se llega a la conclusión de que su precio es varias veces inferior al de hace unos años, coincidiendo los elevados precios con la época en la que los proyectos fotovoltaicos poseían mayor rentabilidad.

El segundo mayor coste respecto al total de la inversión recae sobre los inversores y demás componentes instalados en las envolventes de hormigón, sin embargo este sector no ha tenido un descenso de precios comparable al de los paneles.

5.4 Producción de energía eléctrica estimada

Según el programa Europeo PVGIS de estimación del potencial fotovoltaico obtenemos los datos de radiación solar para la zona donde se ubica nuestra instalación, Loarre (Huesca).

Para una instalación fija de 4 MW, con una inclinación de los paneles de 38° Sur, se obtiene una producción anual de 6.980.000 kWh. (Ver figura 1.11.2).



5.5 Ingresos

Los ingresos de la instalación se obtienen por la venta de la energía eléctrica generada por la propia instalación, que dependen de una serie de variables:

- Potencia instalada.
- Energía producida en el año en MWh.
- Precio de venta que se otorga por cada MWh.
- Eficiencia y degradación de los paneles fotovoltaicos.

A pesar de la mala situación del sector fotovoltaico en España respecto a la construcción de nuevas instalaciones, el presente proyecto ofrece como aliciente la disponibilidad de disponer de una ayuda por parte de la Dirección General de Aragón (DGA) por un importe de 1.000.000 euros utilizados directamente para amortizar parte del desembolso inicial del proyecto.

Ingresos por venta de la energía eléctrica

Se considera una vida útil de la planta de 25 años, dado que es la garantía máxima que nos facilitará el fabricante de las placas, en este caso AEG, aunque la vida de los paneles fotovoltaicos, con un buen mantenimiento, sea de aproximadamente 30 años, lo cual significa que nuestra instalación seguirá generando ingresos 5 años más.

Para calcular los ingresos por la venta de la electricidad generada hay que tener en cuenta ciertos aspectos como:

- La energía producida en un año en MWh / año (Ver figura 1.11.2).
- El precio de venta del kWh:

Respecto a la tarifa de venta de la energía generada, se debe aplicar lo que estipula el marco regulatorio actual, RD 413/2014 en su artículo 22: *“La estimación del precio de mercado para cada año del semiperiodo regulatorio se calculará como la media aritmética de las cotizaciones de los contratos de futuros anuales correspondientes negociados en el mercado de futuros de electricidad organizado por OMIP durante un periodo de seis meses anterior al inicio del semiperiodo para el que se estima el precio del mercado.”*

- Evolución del IPC para el cálculo del incremento de la tarifa se considerará una evolución del 2,5%.
- La degradación de los paneles fotovoltaicos, que vendrá determinada por el fabricante.

El cálculo de los ingresos obtenidos por la venta de electricidad generada el primer año quedaría recogido en la siguiente fórmula:

$$\mathbf{Ingresos (1^o \text{ año}) = Producción Estimada} \times \mathbf{Precio kWh}$$

Fórmula 1.5.5

Para los años posteriores, se podría resumir a partir de la siguiente fórmula:

$$\mathbf{Ingresos} = (\mathbf{Prod. estimada} (n - 1) \times (1 - \mathbf{Perd. eficiencia}) \times (\mathbf{Precio kWh}(n - 1) \times (1 + \mathbf{IPC}))$$

Fórmula 2.5.5

A partir de lo mencionado anteriormente, se procede a calcular la tabla de los ingresos estimados por la venta de energía eléctrica durante la vida útil de la planta (con paneles fijos), estipulada en 25 años, donde los 10 primeros se asegurará un rendimiento superior al 90% pero irá mermando gradualmente desde el 5º año, y los 15 siguientes será superior al 80%, reduciéndose también gradualmente, más un incremento de 5 años con una pérdida de eficiencia de los paneles del 10% anual durante en esos cinco últimos años:

AÑO	Prod. Estimada MWh	Perdidas Eficiencia (%)	Precio MWh	IPC	TOTAL (€)
2017	6980,00	0,000%	40,87	2,5%	285.273 €
2018	6980,00	0,000%	41,89	2,5%	292.404 €
2019	6980,00	0,000%	42,94	2,5%	299.715 €
2020	6980,00	0,000%	44,01	2,5%	307.207 €
2021	6980,00	0,000%	45,11	2,5%	314.888 €
2022	6840,40	2,000%	46,24	2,5%	316.305 €
2023	6703,59	2,000%	47,40	2,5%	317.728 €
2024	6569,52	2,000%	48,58	2,5%	319.158 €
2025	6438,13	2,000%	49,80	2,5%	320.594 €
2026	6309,37	2,000%	51,04	2,5%	322.037 €
2027	6265,20	0,700%	52,32	2,5%	327.777 €
2028	6221,35	0,700%	53,62	2,5%	333.620 €
2029	6177,80	0,700%	54,97	2,5%	339.566 €
2030	6134,55	0,700%	56,34	2,5%	345.619 €
2031	6091,61	0,700%	57,75	2,5%	351.780 €
2032	6048,97	0,700%	59,19	2,5%	358.050 €
2033	6006,63	0,700%	60,67	2,5%	364.432 €
2034	5964,58	0,700%	62,19	2,5%	370.928 €
2035	5922,83	0,700%	63,74	2,5%	377.540 €
2036	5881,37	0,700%	65,34	2,5%	384.270 €
2037	5840,20	0,700%	66,97	2,5%	391.120 €
2038	5799,32	0,700%	68,64	2,5%	398.091 €
2039	5758,72	0,700%	70,36	2,5%	405.187 €
2040	5718,41	0,700%	72,12	2,5%	412.410 €
2041	5678,38	0,700%	73,92	2,5%	419.761 €
2042	5638,63	0,700%	75,77	2,5%	427.243 €
2043	5074,77	10,000%	77,66	2,5%	394.132 €
2044	4567,29	10,000%	79,61	2,5%	363.587 €
2045	4110,56	10,000%	81,60	2,5%	335.409 €
2046	3699,51	10,000%	83,64	2,5%	309.414 €
TOTAL					10.505.243 €

Tabla 1.5.5. Calculo del coste por pérdidas.

Cabe recordar que el precio de la venta de la energía eléctrica fotovoltaica generada, se estima como la media aritmética del precio establecido por el Operador del Mercado Ibérico Español (OMIE) durante los últimos seis meses. Como se ha establecido, dicho precio de la energía está en constante fluctuación y depende de la oferta y la demanda previstas. Para el presente estudio, se ha establecido la media aritmética desde el mes de Enero de 2016 hasta el mes de Julio de 2016 en la franja horaria 8:00-18:00, siendo el precio obtenido de 40,87 €/MWh.

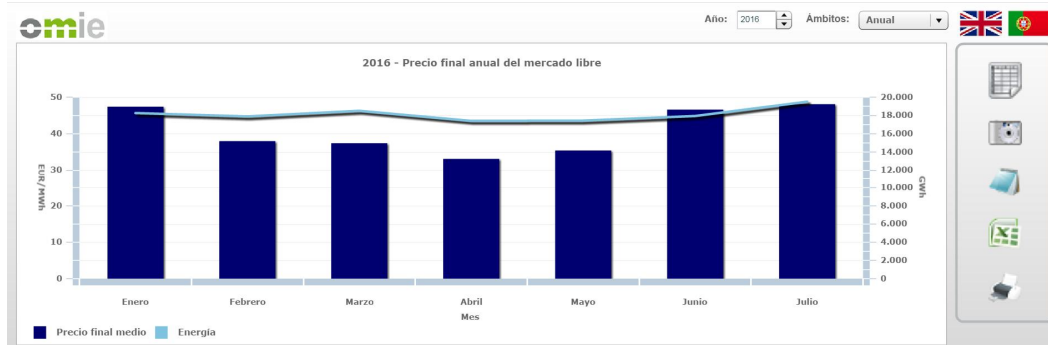


Figura 1.5.5. Variación mensual precio compra electricidad.

5.6 Pérdidas directas

En el siguiente apartado se estudiarán los costes directamente relacionados con la instalación, como es el mantenimiento, vigilancia, reposición de piezas, etc... los relacionados con la persona titular de la instalación (se englobarán en un apartado denominado como otros gastos), así como los intereses resultantes del préstamo concedido por la entidad bancaria BBVA.

Costes de mantenimiento, seguro y otros gastos

Los principales gastos variables de la planta en cuestión son los siguientes:

- **Seguro de la instalación:** El pago de la prima de seguros (todo riesgo) se cuantifica en 7.000 € anuales con la compañía REALE.
- **Vigilancia:** se cuantificará dicho gasto en un total de 1.500 € anuales. La compañía en contratada será PROSEGUR.
- **Mantenimiento y limpieza:** Ésta tarea puede ser realizada por el propietario de la instalación aunque se va a estipular un presupuesto de 1.500 € en caso de que hubiera que realizar un contrato con una empresa especializada.
- **Coste de reposición del material:** Para el presente proyecto cifraremos estos costes en 800 € a partir del quinto año y de 2.500 € a partir de décimo año.
- **Alquiler terreno:** en éste caso no se tendrá en cuenta gastos por alquiler del terreno ya que éste es de propiedad del ayuntamiento.
- **Luz:** Se considerarán aproximadamente 200 euros anuales.
- **Intereses:**
 - o Se solicita un préstamo de 4.100.000 € en el la entidad financiera BBVA a 20 años con un 3 % de intereses dado que no se dispone de subvención ninguna para el inicio de los trabajos.

A todos los gastos arriba mencionados se le añade los gastos directamente relacionados con el propietario de la instalación, como el pago del autónomo, el sistema de captación de datos, el móvil, IBI, combustible para el transporte etc... que se englobará en el apartado de otros gastos con un total estimado de 3.500 €

Además, se aplicará una tasa de inflación correspondiente (a excepción de los costes de reposición), siendo estipulada en un 2,5 %, coincidiendo con el valor del IPC anteriormente aplicado en los ingresos.

En la siguiente tabla se recogerán los gastos mencionados anteriormente:

Año	Seguro	Vigilancia	Mantenimiento	Reposición	C.Luz	O.Gastos	Total Gastos (€)	Amortización	Total C/IVA (21%)
2017	7.000	1.500	1.500	0	200	3.500	13.700	342.800	357.907
2018	7.000	1.500	1.500	0	200	3.500	13.700	342.800	357.907
2019	7.000	1.500	1.500	0	200	3.500	13.700	342.800	357.907
2020	7.000	1.500	1.500	0	200	3.500	13.700	342.800	357.907
2021	7.000	1.500	1.500	0	200	3.500	13.700	342.800	357.907
2022	7.000	1.500	1.500	800	200	3.500	14.500	342.800	358.875
2023	7.000	1.500	1.500	800	200	3.500	14.500	342.800	358.875
2024	7.000	1.500	1.500	800	200	3.500	14.500	342.800	358.875
2025	7.000	1.500	1.500	800	200	3.500	14.500	342.800	358.875
2026	7.000	1.500	1.500	800	200	3.500	14.500	342.800	358.875
2027	7.000	1.500	1.500	2.500	200	3.500	16.200	342.800	360.932
2028	7.000	1.500	1.500	2.500	200	3.500	16.200	342.800	360.932
2029	7.000	1.500	1.500	2.500	200	3.500	16.200	342.800	360.932
2030	7.000	1.500	1.500	2.500	200	3.500	16.200	342.800	360.932
2031	7.000	1.500	1.500	2.500	200	3.500	16.200	342.800	360.932
2032	7.000	1.500	1.500	2.500	200	3.500	16.200	342.800	360.932
2033	7.000	1.500	1.500	2.500	200	3.500	16.200	342.800	360.932
2034	7.000	1.500	1.500	2.500	200	3.500	16.200	342.800	360.932
2035	7.000	1.500	1.500	2.500	200	3.500	16.200	342.800	360.932
2036	7.000	1.500	1.500	2.500	200	3.500	16.200	342.800	360.932
2037	7.000	1.500	1.500	2.500	200	3.500	16.200	0	18.132
2038	7.000	1.500	1.500	2.500	200	3.500	16.200	0	18.132
2039	7.000	1.500	1.500	2.500	200	3.500	16.200	0	18.132
2040	7.000	1.500	1.500	2.500	200	3.500	16.200	0	18.132
2041	7.000	1.500	1.500	2.500	200	3.500	16.200	0	18.132
2042	7.000	1.500	1.500	2.500	200	3.500	16.200	0	18.132
2043	7.000	1.500	1.500	2.500	200	3.500	16.200	0	18.132
2044	7.000	1.500	1.500	2.500	200	3.500	16.200	0	18.132
2045	7.000	1.500	1.500	2.500	200	3.500	16.200	0	18.132
2046	7.000	1.500	1.500	2.500	200	3.500	16.200	0	18.132
TOTAL									7.374.553,20 €

Tabla 1.5.6. Gastos totales de la instalación fija.

El coste del seguro y los intereses, están exentos de IVA.

5.7 Payback

A continuación se realiza el análisis del “Payback” para tener una idea aproximada del tiempo que se tardará en recuperar el desembolso inicial del proyecto.

En la tabla siguiente, se recogen los datos sobre los resultados anuales respecto al flujo total de la inversión:

AÑO	INGRESOS	GASTOS TOTALES	RESULTADO ANUAL	AMORTIZACION	DEUDA BANCARIA	FLUJO TOTAL
0	1.000.000	-5.089.280	-4.089.280	1.000.000	-5.511.689	-4.511.689
2017	285.273	-290.691	-5.419	-5.419	-5.236.104	-5.241.523
2018	292.404	-290.691	1.713	-3.706	-4.960.520	-4.964.226
2019	299.715	-290.691	9.023	5.317	-4.684.936	-4.679.618
2020	307.207	-290.691	16.516	21.833	-4.409.351	-4.387.518
2021	314.888	-290.691	24.196	46.029	-4.133.767	-4.087.737
2022	316.305	-291.659	24.645	70.674	-3.858.182	-3.787.508
2023	317.728	-291.659	26.068	96.743	-3.582.598	-3.485.855
2024	319.158	-291.659	27.498	124.241	-3.307.013	-3.182.772
2025	320.594	-291.659	28.934	153.176	-3.031.429	-2.878.253
2026	322.037	-291.659	30.377	183.553	-2.755.844	-2.572.292
2027	327.777	-293.716	34.060	217.613	-2.480.260	-2.262.647
2028	333.620	-293.716	39.903	257.516	-2.204.676	-1.947.159
2029	339.566	-293.716	45.850	303.366	-1.929.091	-1.625.725
2030	345.619	-293.716	51.903	355.269	-1.653.507	-1.298.238
2031	351.780	-293.716	58.063	413.332	-1.377.922	-964.590
2032	358.050	-293.716	64.334	477.666	-1.102.338	-624.672
2033	364.432	-293.716	70.716	548.382	-826.753	-278.372
2034	370.928	-293.716	77.212	625.594	-551.169	74.425
2035	377.540	-293.716	83.824	709.417	-275.584	433.833
2036	384.270	-293.716	90.553	799.971	0	799.971
2037	391.120	-18.132	372.988	1.172.958	0	1.172.958
2038	398.091	-18.132	379.959	1.552.918	0	1.552.918
2039	405.187	-18.132	387.055	1.939.973	0	1.939.973
2040	412.410	-18.132	394.278	2.334.251	0	2.334.251
2041	419.761	-18.132	401.629	2.735.879	0	2.735.879
2042	427.243	-18.132	409.111	3.144.990	0	3.144.990
2043	394.132	-18.132	376.000	3.520.990	0	3.520.990
2044	363.587	-18.132	345.455	3.866.445	0	3.866.445
2045	335.409	-18.132	317.277	4.183.721	0	4.183.721
2046	309.414	-18.132	291.282	4.475.004	0	4.475.004 €

Tabla 1.5.7. Payback de la instalación.

Lo anterior, se va a proyectar en el siguiente gráfico:

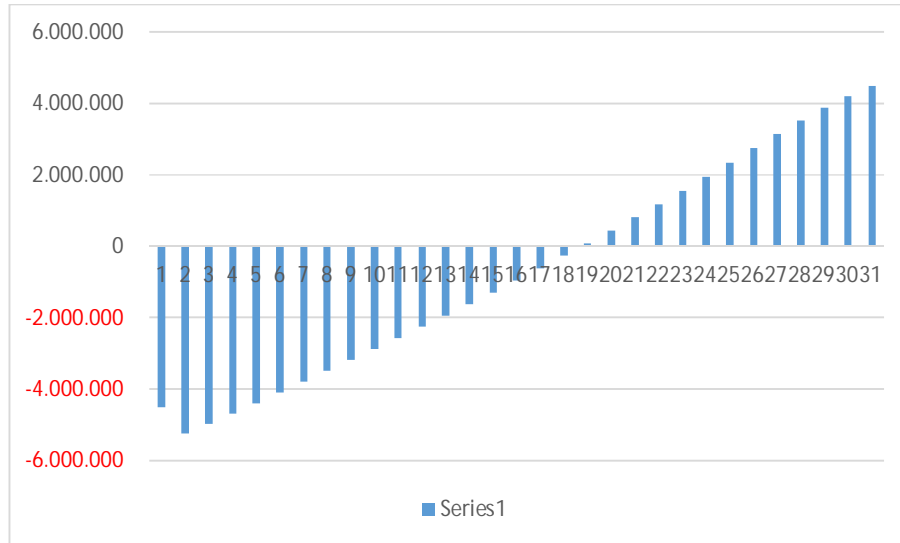


Figura 1.5.7. Periodo de retorno de inversión de la instalación.

Como se puede observar, la inversión se comienza a recuperar a partir del año 19.

5.8 TR, VAN Y TIR

- La tasa de rentabilidad (TR) informa sobre el cociente entre el beneficio esperable del proyecto y la inversión necesaria. Para que el proyecto sea interesante, la TR debe ser positiva, y en teoría superior al beneficio que se podría obtener depositando el dinero en un banco.
- El valor actual neto (VAN) es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión.
- La tasa interna de rentabilidad (TIR) es el tipo de interés para la cual el VAN es igual a cero. Se usa también para el análisis de la rentabilidad.

$$TR = \frac{\text{Beneficio}}{\text{Inversión}}$$

Fórmula 1.5.8

$$VAN (Cn) = \sum_{t=1}^n \frac{Cn}{(1+i)^n} - A$$

Fórmula 2.5.8

$$TIR \rightarrow \frac{C1}{(1+d)} + \frac{C2}{(1+d)^2} + \frac{Cn}{(1+d)^n} = 0$$

Fórmula 3.5.8

- A: es el valor del desembolso inicial de la inversión
- n: es el número de periodos
- i: es la inflación
- C: representa los flujos de caja en cada periodo n
- d: tasa interna de rentabilidad

A continuación se van a mostrar los diferentes valores obtenidos para la instalación:

TR	68,7%
VAN (i=2,5%)	-2.875.276,81 €
TIR	-1,8%

Tabla 1.5.8. TR, VAN y TIR de la instalación.



Partiendo de un valor del VAN negativo, se puede observar que la tasa de rentabilidad no cubre la totalidad de la inversión, solo el 68,7% y que el TIR además es negativo, por lo que se aleja mucho de ser una operación rentable.

5.9 Análisis de resultados

Como se ha podido observar, se puede observar fácilmente que no sería coherente llevar a cabo el proyecto en la actualidad, ya que a pesar de obtener ganancias durante los últimos 13 años de producción de la planta, la suma de los beneficios no alcanza el valor de la inversión. Por lo que a día de hoy, este sector para invertir en caso de que no se disponga de capital propio suficiente sin tener que acudir a una entidad el sector fotovoltaico en España para plantas de potencia media-baja que necesiten la solicitud de préstamos o hipotecas, no son en absoluto viables.

Lo anterior es debido al bajo precio de venta de la energía eléctrica generada por este tipo de centrales, que lleva a desestimar este tipo de inversiones si no se dispone de capital propio para sufragarlo (superior al valor de la subvención facilitada por la DGA).

5.10 Conclusión

Tal y como hemos indicado en el párrafo superior, este tipo de inversiones, dada la situación actual de la fotovoltaica en España, nos impide la viabilidad económica y el desarrollo de este tipo de proyectos si no se dispone de suficiente capital propio que conlleve a disminuir en gran medida la solicitud de cualquier tipo de préstamo bancario. Desde un punto de vista personal, opino que dado el recorrido histórico que dispone el sector fotovoltaico en España, tenderá a desarrollarse mediante un cambio radical en la política energética de nuestro país en los próximos años, basándose principalmente en el amplio intervalo de mejora que ofrece esta tecnología.



6. Conclusión Final

La preparación previa así como la recopilación de datos y su consecuente investigación, comprobación y desarrollo de este trabajo, me ha aportado principalmente obtener unos conocimientos más precisos y detallados sobre este tipo de instalaciones.

Los conocimientos y la experiencia adquirida a lo largo de mi desarrollo profesional en el sector de energías renovables y en concreto de la energía solar fotovoltaica, ha sido de gran beneficio e interés para poder aportar soluciones a las empresas con las que dicho contacto ya ha sido establecido en ocasiones anteriores, sin embargo, este trabajo me va a permitir a partir de ahora, conocer desde una perspectiva mucho más elevada dichos proyectos de diseño y construcción, cuyas particularidades pueden estudiarse de forma particular en cada planta para sí poder ofrecer soluciones más precisas y completamente a medida para las mismas.

En lo que se refiere al aporte intelectual, se puede establecer una visión completa del estudio previo de ingeniería que facilita la distinción de los condicionantes existentes en una instalación, en su desarrollo y en consecuencia verse reflejados en la propuesta económica, la cual será presentada como parte final y concluyente al promotor/inversor para que posteriormente estudie su viabilidad económica.

La finalidad establecida como objetivo destacable, aparte del desarrollo técnico-económico del proyecto, es el estudio de la de optimización de los recursos para que este tipo de proyectos suponga para los inversores una atracción novedosa así como beneficiosa en los tiempos que corren en nuestro país, no solo en el ámbito económico sino medioambiental, ya que el crecimiento de este tipo de construcciones ayudan a la disminución del consumo de energía procedente de otro tipo de centrales generadoras mucho más perjudiciales para el medio ambiente, dado que aportan al mismo un elevado número de sustancias contaminantes y destructivas, sin nombrar el importante ahorro en cuanto a la emisión de partículas de CO₂ a la atmosfera para apoyar las pautas establecidas en el propio protocolo de Kioto.

Desde una perspectiva más particular, destacar la complejidad existente en el encaje tipo "puzle", entre los diferentes elementos, como los módulos y estructuras en una superficie limitada, así como la configuración de los mismos para compatibilizarlo eléctricamente con el resto de equipos, inversores, transformadores, etc..

Ha resultado de gran interés, además de todo lo mencionado anteriormente, descubrir el amplio rango de equipos, funciones y soluciones aplicables de los mismos y que a su vez podemos aplicar para optimizar los proyectos y luchar por su viabilidad económica. Mencionar la particularidad de que a pesar de la limitación de fabricantes prescritos en este proyecto, hay un amplio abanico de fabricantes así como de equipos dentro del mercado, de los cuales en gran parte desconocía, por lo que ello supone intuir la existencia de un todavía largo, firme, progresivo y cada día más eficiente camino por recorrer dentro de este sector.

Fdo. Juan Carlos Pérez Castán
Huesca, 1 de Junio de 2016.



7. Bibliografía

BAYOD RUJULA, Angel Antonio (2009). Sistemas Fotovoltaicos. 1 vol. Zaragoza: Prensas universitarias de Zaragoza, 2009.

BAYOD RUJULA, Angel Antonio (1999). Análisis de Circuitos Eléctricos. 1 vol. Zaragoza: Prensas universitarias de Zaragoza, 1999.

CORTES DIAZ, Jose María (2007). Técnicas de prevención de riesgos laborales: seguridad e higiene del trabajo. 1 vol. Madrid: Tebar, 2007.

SANTILLAN, Angel / MONTAÑES, Antonio / NAVARRO, Jose Antonio / (1999). Instalaciones eléctricas de alta tensión: sistemas de maniobra, medida y protección. 1 vol. Zaragoza, 1999.

SANZ, Jose Luis / TOLEDANO, Jose Carlos, (1998). Instalaciones eléctricas de enlace y centros de transformación. 1 vol. Madrid: Ediciones Paraninfo, 1998.

MONTANÉ, Paulino (1999). Protecciones en las instalaciones eléctricas. 1 vol. Barcelona: Boixareu Editores, 1999.

Código técnico de la edificación. 1vol. Madrid: Ediciones Paraninfo. Ed 2008.

Reglamento electrotécnico de baja tensión. 1 vol. Madrid: Ediciones Paraninfo. Ed.2015.

Reglamento de líneas eléctricas de alta tensión. Madrid: Ediciones Paraninfo. Ed.2008.

Fdo. Juan Carlos Pérez Castán
Huesca, 1 de Junio de 2016.



Anexo 1. Pliego de Condiciones.

8. Pliego de condiciones

8.1 Objeto del pliego

El presente pliego tiene por objeto definir el alcance y condiciones de ejecución de los trabajos a realizar, condiciones que tienen que cumplir los materiales y equipos, los aspectos legales y administrativos, así como ordenar las condiciones técnicas que han de regir la planificación, ejecución, desarrollo, control y recepción de la instalación.

Alcance de la obra

En el volumen de suministro y en el de los trabajos a realizar por el contratista está incluido:

- Ø Suministro, montaje y puesta en servicio de todos los elementos que intervienen en la instalación.
- Ø El diseño y preparación de todos los requisitos para la adquisición y montaje de todos los elementos que intervienen en la instalación, tomando como base los planos de construcción realizados por el mismo.
- Ø La obtención de los permisos correspondientes, en caso necesario, para la realización de las instalaciones.

Documentos que definen las obras

Los documentos que definen la obra son la memoria, el pliego de condiciones, los planos y el presupuesto.

Cualquier obra que no figure en uno de los documentos anteriormente citados, y por omisión no figure en el resto, se ejecutará como si estuviera expuesto en todos ellos.

Cuando sea necesario realizar un cambio sustancial con respecto al proyecto, deberá ponerse en conocimiento del Director de la Obra para que lo apruebe y redacte el correspondiente proyecto reformado.

Aspectos legales y administrativos

Se aplicarán las normas mencionadas en el apartado 6 de la memoria descriptiva.

La ejecución práctica de la instalación abarcada por este proyecto, se hará por Instalador Electricista Autorizado por el Ministerio de Industria, que pueda exhibir tal condición mediante el correspondiente carné y que posea el Documento de Calificación Empresarial adecuado para realizar este tipo de trabajos.

Todos los operarios de cualquier empresa que realicen alguno de los trabajos de este proyecto deberán estar asegurados reglamentariamente, tanto en la Seguridad Social como en la Mutua de accidentes de Trabajo, siendo responsabilidad de la Empresa o persona contratante el incumplimiento de esta obligación.

Autorizaciones administrativas

A continuación expondremos el proceso a seguir que es necesario para obtener la autorización del funcionamiento de la instalación en las diferentes administraciones.

- Ø Administración Autonómica
- Ø Se ajustará a lo descrito en la REAT de autorización y puesta en servicio de las instalaciones.
 - El titular de la instalación presentará al organismo territorial competente de la Comunidad Autónoma (Aragón), junto con dos copias del proyecto, una instancia solicitando la aprobación previa, en la que constará:
 - Titular de la instalación.
 - Técnico titulado competente que llevará la dirección de la obra.
 - Identificación del proyecto adjunto. (Número de registro, diligencia):
 - Una vez obtenida la autorización previa, el titular podrá ordenar el comienzo de las obras.
 - Terminadas las obras de la instalación eléctrica, para solicitar la puesta en servicio de la instalación ante la compañía suministradora, el propietario de la instalación deberá acompañar su solicitud con la autorización previa de la instalación de la Delegación Provincial de Industria.
- Ø Administración Municipal

- El titular presentará con la solicitud de la licencia de obra, tres ejemplares del proyecto técnico de la actividad firmado y visado por un titulado competente.
- Finalizada la obra el titular solicitará la licencia de apertura, presentado junto con la instancia, el certificado final de la dirección de obra del técnico competente, en donde expresamente se manifieste que la instalación se ajusta al proyecto aprobado, así como las medidas correctoras adicionales impuestas.

Dirección de obra y facultativa

La propiedad (Exmo Ayuntamiento de Loarre) nombra en su representación para la dirección facultativa al Ingeniero Graduado en Electricidad Juan Carlos Pérez Castán, en quien recaerán las labores de dirección, control y vigilancia en las obras del presente proyecto.

No será responsable ante una propiedad de la tardanza de los Organismos oficiales en la tramitación de los correspondientes permisos. Una vez que se consigan estos permisos, dará la orden de comenzar las obras.

La Dirección Técnica y Facultativa de las obras recibirá por parte del contratista de las mismas, todo clase de facilidades para los replanteos, reconocimientos, mediciones y ensayos, así como para las inspecciones de la mano de obra en todos los trabajos, con objeto de comprobar el cumplimiento de las condiciones establecidas en este pliego.

Cualquier modificación que se quiera realizar a este proyecto por parte de la propiedad o del contratista de la instalación, deberá ser comunicada a la Dirección Facultativa, que denegará o autorizará según proceda.

Corresponde a la Dirección Técnica y Facultativa de la obra, determinar si los materiales cumplen con las condiciones exigidas, para lo cual el instalador, será obligado a presentar muestras o pruebas de los materiales empleados. La Dirección Técnica y Facultativa podrá rechazar y en su caso ordenar la sustitución de aquellos materiales que no satisfacen las condiciones requeridas en este pliego, atendiéndose el contratista a los sobre el particular ordene la dirección Facultativa.

Empresa instalador autorizada

Los Reglamentos Técnicos de Seguridad establecen la obligatoriedad de que las instalaciones sean realizadas por instaladores autorizados o por empresas autorizadas, y en concreto en lo que se refiere a las instalaciones eléctricas dicha obligatoriedad viene expresada en la siguiente reglamentación:

Ø Instrucción MI BT 040 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), Decreto del Ministerio de Industria 2413/1973 de 20 de septiembre, así como Instrucciones complementarias y hojas interpretativas.

Ø Orden de 28 de junio de 1996, de la Consejería de Industria, Comercio y Turismo, por la que se establecen las condiciones que deberán de cumplir las empresas instaladoras y conservadoras o mantenedoras de instalaciones de alta tensión.

Ø Orden de 1 de marzo de 1985, de la Consejería de Industria, Energía y Trabajo sobre unificación del procedimiento de obtención de carnets, y condiciones de las empresas instaladoras.

Contratista

Toda la obra se ejecutará con estricta sujeción al proyecto que sirve de base a la Contrata, a este Pliego de Condiciones y a las órdenes e instrucciones que se dicten por el Ingeniero Director o ayudantes delegados. El orden de los trabajos será fijado por ellos, señalándose los plazos prudenciales para la buena marcha de la obras.

El Contratista habilitará por su cuenta los caminos, vías de acceso, etc, así como una caseta en la obra donde figuren en las debidas condiciones los documentos esenciales del proyecto, para poder ser examinados en cualquier momento. Igualmente permanecerá en la obra bajo custodia del Contratista un "libro de órdenes", para cuando lo juzgue conveniente la Dirección dictar las que hayan de extenderse, y firmarse el "enterado" de las mismas por el Jefe de obra. El hecho de que en dicho libro no figuren redactadas las órdenes que detalladamente tiene la obligación de cumplir el Contratista,



de acuerdo con lo establecido en el “Pliego de Condiciones” de la Edificación, no supone eximente ni atenuante alguno para las responsabilidades que sean inherentes al Contratista.

La dirección Facultativa será la única que posee potestad para variar cualquier apartado técnico reflejado en este proyecto.

La Dirección Técnica y con cualquier parte de la obra ejecutada que no esté de acuerdo con el presente Pliego de Condiciones o con las Instrucciones dadas durante su marcha podrá ordenar:

Ø Su inmediata demolición o su sustitución hasta quedar, a su juicio, en las debidas condiciones, o alternatively, aceptar la obra con la depreciación que estime oportuna, en su valoración.

Igualmente se obliga a la Contrata a demoler aquellas partes en que se aprecie la existencia de vicios ocultos, aunque se hubieran recibido provisionalmente.

Son obligaciones generales del Contratista las siguientes:

Ø Verificar las operaciones de replanteo y nivelación, previa entrega de las referencias por la Dirección de la Obra.

Ø Firmar las actas de replanteo y recepciones.

Ø Presenciar las operaciones de medición y liquidaciones, haciendo las observaciones que estime justas, sin perjuicio del derecho que le asiste para examinar y comprobar dicha liquidación.

Ø Ejecutar cuando sea necesario para la buena construcción y aspecto de las obras, aunque no esté expresamente estipulado en este pliego.

Ø Firmar las actas de replanteo y recepciones.

Ø Presenciar las operaciones de medición y liquidaciones, haciendo las observaciones que estime justas, sin perjuicio del derecho que le asiste para examinar y comprobar dicha liquidación.

Ø Ejecutar cuando sea necesario para la buena construcción y aspecto de las obras, aunque no esté expresamente estipulado en este pliego.

Ø El Contratista no podrá subcontratar la obra total o parcialmente, sin autorización escrita de la Dirección, no reconociéndose otra personalidad que la del Contratista o su apoderado.

Ø El Contratista se obliga, asimismo, a tomar a su cargo cuanto personal necesario a juicio de la Dirección Facultativa.

Ø El Contratista no podrá, sin previo aviso, y sin consentimiento de la Propiedad y Dirección Facultativa, ceder ni traspasar sus derechos y obligaciones a otra persona o entidad.

Ø Son de exclusiva responsabilidad del Contratista, además de las expresadas las de:

o Todos los accidentes que por inexperiencia o descuido sucedan a los operarios, tanto en la construcción como en los andamios, debiendo atenerse a lo dispuesto en la legislación vigente sobre accidentes de trabajo y demás preceptos, relacionados con la construcción, régimen laboral, seguros, subsidiarios, etc..

o El cumplimiento de las Ordenanzas y disposiciones Municipales en vigor.

Y en general será responsable de la correcta ejecución de las obras que haya contratado, sin derecho a indemnización por el mayor precio que pudieran costarle los materiales o por erradas maniobras que cometiera, siendo de su cuenta y riesgo los perjuicios que pudieran ocasionarse.

8.2 Pliego de condiciones de índole legal y económica

Seguro de obra

Con anterioridad al comienzo de la obra, el contratista procederá a asegurarla ante posibles daños que se pudieran producir durante su ejecución.

Plazo de ejecución



Las obras deberán quedar total y absolutamente terminadas en el plazo que se fije en la adjudicación a contar desde igual fecha que en el caso anterior. No se considerará motivo de demora de las obras la posible falta de mano de obra o dificultades en la entrega de los materiales.

Comienzo de la obra

El contratista fijará en todo momento a los planos del proyecto, tanto en dimensiones como características, siendo inspeccionadas y aprobadas las mismas por la Dirección de Obra.

Sanciones por demoras

Si el Constructor, excluyendo los casos de fuerza mayor, no tuviese perfectamente concluidas las obras y en disposición de inmediata utilización o puesta en servicio, dentro del plazo previsto en el artículo correspondiente, la Propiedad oyendo el parecer de la Dirección Técnica, podrá reducir de las liquidaciones, fianzas o emolumentos de todas clases que tuviese en su poder las cantidades establecidas según las cláusulas del contrato privado entre Propiedad y Contrata.

Replanteo

El Director de la obra auxiliado por el personal técnico de la empresa encargada de la ejecución, procederá al replanteo general de la obra.

Trabajos no expresados

Aun cuando no venga expresamente indicadas en este Proyecto, se entienden incluidas todas las obras necesarias para la buena ejecución de la obra.

Obras de reforma y mejora

Si por decisión de la Dirección Técnica se introdujesen mejoras, presupuesto adicional o reformas, el Constructor queda obligado a ejecutarlas, con la baja correspondiente conseguida en el acto de la adjudicación, siempre que el aumento no sea superior al 10% del presupuesto de la obra.

Ordenes de obra

El Director de la obra impactará las órdenes que considere necesarias para el desarrollo de la obra, por escrito en el Libro de Órdenes correspondiente que se entregará al contratista al principio de la obra.

Las reclamaciones del contratista se expondrán al director de la obra por escrito.

Trabajos defectuosos

El Contratista, como es natural, debe emplear los materiales que cumplan las condiciones generales exigidas en el Pliego de Condiciones Generales de índole técnica del "Pliego de Condiciones" y realizará todos los trabajos contratados de acuerdo con lo especificado en dicho documento, y en los demás que se recogen en este Pliego. Por ello y hasta que tenga lugar la recepción definitiva de la instalación, el Contratista es el único responsable de la ejecución de los trabajos que ha contratado y de las faltas defectos que en estos pueda existir, por su mala ejecución o por la deficiente calidad de los materiales empleados o aparatos colocados, sin que se pueda servir de excusa, ni le otorgue derecho alguno, la circunstancia de que por el Ingeniero Director o sus auxiliares, no se le haya llamado la atención sobre el particular, ni tampoco el hecho de que le hayan sido valoradas las certificaciones parciales de obra, que siempre se supone que se extienden y abonan a buena cuenta. Así mismo será de su responsabilidad la correcta conservación de las diferentes partes de la obra, una vez ejecutadas, hasta su entrega.

En caso de reiteración en la ejecución de unidades defectuosas, o cuando estas sean de gran importancia, la Propiedad podrá optar, previo asesoramiento de la Dirección Facultativa, por la rescisión de contrato sin perjuicio de las penalizaciones que pudiera imponer a la Contrata en concepto de indemnización.

Vicios ocultos

Si el Director de Obra tuviese fundadas razones para creer en la existencia de vicios ocultos de construcción en las obras ejecutadas, ordenará efectuar en cualquier tiempo

y antes de la recepción definitiva, las demoliciones que crea necesarias para reconocer los trabajos que crea defectuosos.

Los gastos de demolición y reconstrucción que se ocasionan, serán de cuenta del Contratista, siempre que los vicios existan realmente, en caso contrario, correrán a cargo del propietario.

Recepción provisional

Una vez terminada la totalidad de las obras, se procederá a la recepción provisional, para la cual será necesaria asistencia de un representante de la Propiedad, del Director de las obras y del Contratista o su representante. Del resultado de la recepción se extenderá un acta por triplicado, firmada por los tres asistentes legales antes indicados. Cuando las obras no se hallen en estado de ser recibidas, se hará constar en el acta y se especificarán en la misma los defectos observados, así como las instrucciones al Contratista, que la Dirección Técnica considere necesarias para remediar los efectos observados, fijándose un plazo para subsanarlo, expirando el cual, se efectuará un nuevo reconocimiento en idénticas condiciones, a fin de proceder de nuevo a la recepción provisional de la obra.

En la recepción de la instalación se incluirá la medición de la conductividad de la toma de tierra y las pruebas de aislamiento pertinentes.

Si el Contratista no hubiese cumplido, se considerará rescindida la Contrata improrrogable plazo.

Será condición indispensable para proceder a la recepción provisional la entrega por parte de la Contrata a la Dirección Facultativa de la totalidad de los planos de obra generales y de las instalaciones realmente ejecutadas, así como sus permisos de uso correspondientes.

Plazo de garantía

Es el plazo de tiempo que va desde la recepción provisional y la definitiva, durante la que el contratista responde de los posibles vicios que no se hubieran manifestado antes de la recepción provisional.

El plazo de garantía de las obras terminadas se fijará en el contrato de Obra, transcurrido el cual se efectuará la recepción definitiva de las mismas, que, de resolverse favorablemente, relevará al Constructor de toda responsabilidad de conservación, reforma o reparación.

Caso de hallarse anomalías u obras defectuosas, la Dirección Técnica concederá un plazo prudencial para que sean subsanadas y si a la expiración del mismo resultase que aun el Constructor no hubiese cumplido su compromiso, se rescindiré el contrato, con pérdida de la fianza, ejecutando la Propiedad de las reformas necesarias con cargo a la citada fianza.

Conservación provisional de las obras

Los gastos de conservación durante el plazo de garantía, comprendido entre la recepción parcial y la definitiva correrán a cargo del Contratista. En caso de duda será juez imparcial, la Dirección Técnica de la Obra, sin que contra su resolución quede ulterior recurso.

Recepción definitiva

Finalizado el plazo de garantía se procederá a la recepción definitiva, con las mismas formalidades de la provisional. Si se encontraran las obras en perfecto estado de uso y conservación, se darán por recibidas definitivamente y quedará el Contratista relevado de toda responsabilidad administrativa quedando subsistente la responsabilidad civil según establece la Ley.

En caso contrario se procederá de idéntica forma que la preceptuada para la recepción provisional, sin que el Contratista tenga derecho a percepción de cantidad alguna en concepto de ampliación del plazo de garantía y siendo obligación suya hacerse cargo de los gastos de conservación hasta que la obra haya sido recibida definitivamente.

8.3 Especificaciones que deben satisfacer los materiales y equipos

Generalidades

Los materiales empleados para la ejecución de este proyecto serán de primera calidad y se ajustarán a las normas de este Pliego de Condiciones, tanto en lo que se refiera a sus características técnicas de fabricación, como a su instalación, debiendo cumplir las prescripciones particulares que señala el Reglamento Electrotécnico de Alta Tensión para cada tipo de material, las Normas CTE del Ministerio de la Vivienda, y las normas de la Compañía Suministradora en que se refiere a aquellos materiales que sirven de unión en la red.

Los materiales empleados en la instalación serán entregados por el Contratista siempre que no se especifique lo contrario en el Pliego de Condiciones particulares.

No se podrán emplear materiales que no hayan sido aceptados previamente por el Director de Obra.

Instalación eléctrica centro transformación y centro de inversores

Aparamenta eléctrica

Ø Conductores de interconexión e MT

Para la conexión entre celdas de alta tensión y transformadores se emplearán conductores constituidos por cables de aluminio con aislamiento seco termoestable de XLPE según la RU 3305 C y de acuerdo a las Especificaciones de Materiales de ENDESA – ERZ DISTRIBUCIÓN S.L.U.

En cualquier caso, las secciones mínimas necesarias de los cables, estarán de acuerdo con la potencia del transformador y corresponderán a las intensidades de corrientes máximas permanentes soportadas por los cables.

Ø Conductores de interconexión e MT

Los conductores de baja tensión estarán constituidos por cables unipolares de aluminio con aislamiento seco termoestable de XLPE y cumplirán con lo especificado en la RU 3305 D.

Ø Celdas de alta tensión

Se emplearán celdas compactas prefabricadas bajo envoltorio metálica, con corte en atmósfera de SF₆, según la RU 6407 B y de acuerdo a las Especificaciones de Materiales de ENDESA – ERZ.

Ø Transformadores

Los transformadores serán trifásicos de clase B1B2. Sus características estarán de acuerdo a las Especificaciones de Materiales de ENDESA - ERZ y, cuando sean de aceite, cumplirán con la RU 5201 D. Lo mismo deberá cumplir los transformadores de SSAA de tipo B1.

Ø Cuadros de baja tensión

Para la distribución en baja tensión se emplearán cuadros modulares de acuerdo a las Especificaciones de Materiales de ENDESA - ERZ.

Acometidas subterráneas

Los cables de alimentación subterránea entrarán en el centro, alcanzando la celda que corresponda, mediante un tubo de polietileno reticulado (XLPE) de alta densidad y color rojo. Los tubos serán de superficie interna lisa y exterior corrugada, siendo su diámetro exterior de 200 mm.

Después de colocados los cables se taponará el orificio de paso mediante una espuma autovulcanizable u otro medio similar que evite la entrada de roedores y no dañe la cubierta del cable.

Los conductores de alta tensión estarán constituidos por cables unipolares de aluminio con aislamiento seco termoestable de XLPE y cumplirán con lo especificado en la RU 3305 C.

Alumbrado

El alumbrado artificial, siempre obligatorio, será preferiblemente de incandescencia.



Los focos luminosos estarán colocados sobre soportes rígidos y dispuestos de manera que los aparatos de seccionamiento no queden en una zona de sombra; permitirán además la lectura correcta de los aparatos de medida. Se situarán de tal manera que la sustitución de lámparas pueda efectuarse sin necesidad de interrumpir la media tensión y sin peligro para el operario.

Los interruptores de alumbrado se situarán en la proximidad de las puertas de acceso. La instalación para el servicio propio de los centros de inversores y transformación llevará un interruptor diferencial de alta sensibilidad de acuerdo con la Norma UNE 20383.

Puestas a tierra

Las puestas a tierra se realizarán en la forma indicada en el apartado 1.9 de la memoria de cálculo, debiendo cumplirse estrictamente lo referente a separación de circuitos, forma de constitución y valores deseados para las puestas a tierra.

Los conductores de cobre desnudo se ajustarán a la RU 3410 B.

Instalación fotovoltaica

Diseño del generador fotovoltaico

Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo. El cálculo de los paneles se refleja en el apartado 1.4 de la memoria de cálculo.

Sistema de monitorización

En el caso de que la instalación disponga de sistema de monitorización, proporcionará medidas en las siguientes variables:

- Ø Voltaje y corriente CC a la entrada del inversor.
- Ø Voltaje de fase/s en la red, potencia total de salida del inversor.
- Ø Radiación solar en el plano de los módulos, medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.
- Ø Temperatura ambiente en la sombra
- Ø Potencia reactiva de salida del inversor
- Ø Temperatura de los módulos

Componentes y materiales

Generalidades.

Se asegurará un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento.

La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.

El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable. Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.

Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.

Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.

Módulos fotovoltaicos

Los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, o UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos capa delgada.

El módulo fotovoltaico será de la marca AEG, modelo AS-P602 de 260 W, llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así



como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación. Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.

La estructura del generador se conectará a tierra. Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

Estructura soporte

La estructura soporte de los módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en la normativa básica de la edificación NBE-AE-88.

El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.

El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.

La tornillería será realizada en acero inoxidable, cumpliendo la norma MV-106. En el caso de ser la estructura galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.

En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustarán a las exigencias de las Normas Básicas de la Edificación y a las técnicas usuales en la construcción de cubiertas.

La estructura se calculará para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.

Inversores

Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica y de la Marca SMA SUNN SUNNY CENTRAL 1000CP XT, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

Cableado

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Según el ITC-BT 40, la caída de tensión total desde los generadores al punto de conexión con la red de distribución no puede superar el 1,5%. Se incluirá toda la longitud de cable CC y CA. Deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

El cableado será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

Puesta a tierra de la instalación

Todas las masas metálicas del campo fotovoltaico, estará conectada a una puesta a tierra independiente. Dicha puesta a tierra estará formada por un anillo de cobre de 50

mm² que rodea la instalación.

Admisión de materiales

Todos los materiales empleados en la obra serán de primera calidad y cumplirán los requisitos que se exigen en el presente pliego. El Director de Obra se reserva el derecho de rechazar aquellos materiales que no le ofrezcan las suficientes garantías.

Para aquellos materiales descritos en el presente pliego que estén sujetos a las diferentes Especificaciones de Materiales de ENDESA - ERZ, bastará para su admisión verificar los Ensayos de Recepción indicados en las mismas. A saber:

- Ø Aparataje eléctrica.
- Ø Conductores y terminales.
- Ø Tubos de canalización.
- Ø Edificios prefabricados de hormigón.
- Ø Aparataje eléctrica.
- Ø Conductores y terminales.
- Ø Tubos de canalización.
- Ø Cintas de señalización en zanjas.

Para el resto de materiales, no se permitirá su empleo sin la previa aceptación por parte del Director de Obra. En este sentido, se realizarán cuantos ensayos y análisis indique el Director de Obra, aunque no estén indicados en este Pliego de Condiciones.

Para ello se tomará como referencia las distintas Recomendaciones UNESA, Normas UNE, Norma Básica de la Edificación, etc, que le sean de aplicación.

8.4 Especificaciones de la ejecución de la obra

Obra civil línea aérea de media tensión

Corresponde al Contratista la responsabilidad en la ejecución de los trabajos que deberán realizarse conforme a las reglas del arte.

Apertura de hoyos

Las dimensiones de las excavaciones se ajustarán lo más posible a las indicadas por el Director de Obra.

El Contratista tomará las disposiciones convenientes para dejar el menor tiempo posible abiertas las excavaciones, con objeto de evitar accidentes.

Las tierras sobrantes deberán ser extendidas si el propietario del terreno lo autoriza o retirarlas a vertedero en caso contrario.

Estas excavaciones se harán con pico y pala cuando las dimensiones de la cimentación así lo permitan, usándose el cazo y barra en caso contrario.

Se procurará no remover mucho el terreno ya que perderá consistencia.

Las paredes de los hoyos serán perpendiculares al terreno una vez nivelado el mismo.

Transporte y acopio a pie de hoyo

El transporte se hará en condiciones tales que los puntos de apoyo de los postes con la caja del vehículo, queden bien promediados respecto a la longitud de los mismos.

Se evitarán las sacudidas bruscas durante el transporte.

En la carga y descarga de los vehículos se evitará toda clase de golpes o cualquier otra causa que pueda producir el agrietamiento de los mismos.

Por ninguna razón el poste quedará apoyado de plano, siempre su colocación será de canto para evitar en todo momento deformaciones y grietas.

Los apoyos no serán arrastrados, ni golpeados.

Desde el almacén de obra se transportarán con carros especiales o elementos apropiados al pie del apoyo.

Los estrobos a utilizar serán los adecuados para no producir daños en los apoyos.

El Contratista tomará nota de los materiales recibidos dando cuenta al Director de Obra de las anomalías que se produzcan.

Cimentaciones



Las cimentaciones de los apoyos se realizarán de acuerdo con el Proyecto. Se empleará un hormigón cuya dosificación sea de 2200 Kg/m³.

El amasado del hormigón se hará siempre sobre chapas metálicas o superficies impermeables cuando se efectúe a mano o en hormigoneras cuando así sea posible, procurando que la mezcla sea lo más homogénea posible.

Tanto el cemento como los áridos serán medidos con elementos apropiados.

Para los apoyos de hormigón, los macizos de cimentación quedarán 10 cm como mínimo en terrenos normales,. La parte superior de este macizo estará terminada en forma de punta de diamante, a base de mortero rico en cemento, con una pendiente de un 10 % como mínimo como vierte-aguas.

Se tendrá la precaución de dejar un conducto para poder colocar el cable de tierra de los apoyos. Este conducto deberá salir a unos 30 cm bajo el nivel del suelo, y, en la parte superior de la cimentación, junto a la arista del apoyo que tenga la toma de tierra.

Arena

Puede proceder de ríos, canteras, etc. Debe ser limpia y no contener impurezas arcillosas u orgánicas. Será preferible la que tenga superficie áspera y de origen cuarzoso, desechando la de procedencia de terrenos que contengan mica o feldespato.

Piedra

Podrá proceder de canteras o de graveras de río. Siempre se suministrará limpia.

Sus dimensiones podrán estar entre 1 y 5 cm.

· Se prohíbe el empleo de revoltón, o sea, piedras y arena unidas sin dosificación, así como cascotes o materiales blandos. En los apoyos metálicos, siempre previa autorización de Endesa o del Director de Obra, podrá utilizarse hormigón ciclópeo.

Cementos

El cemento será de tipo Pórtland P-350. En el caso de terreno yesoso se empleará cemento puzolánico.

Agua

Se empleará agua de río o manantial clasificada como aceptables por la práctica, quedando prohibido el empleo de aguas de ciénagas.

Deben rechazarse las aguas en las que se aprecie la presencia de hidratos de carbono, aceites o grasas.

Protección de las superficies metálicas

Todos los elementos de acero deberán estar galvanizados por inmersión de zinc fundido, según recomendación de la Norma UNE correspondiente.

Izado de apoyos

La operación de izado de los apoyos deberá realizarse de tal forma que ningún elemento sea solicitado excesivamente. En cualquier caso, los esfuerzos deben ser inferiores al límite elástico del material.

Se recomienda sean izados con pluma o grúa, evitando que el aparejo dañe las aristas o montantes del poste.

Tendido, empalme, tensado y remencionado.

Herramientas

Ø Máquina de frenado del conductor

Dispondrá esta máquina de dos tambores en serie con canaladuras para permitir el enrollamiento en espiral del conductor.

Dichos tambores serán de aluminio, plástico, neopreno o cualquier otro material que será previamente aprobado por el Director de Obra.

La relación de diámetros entre tambores y conductor será fijada por el Director de Obra. La bobina se frenará con el exclusivo fin de que no siga girando por su propia inercia por variaciones de velocidad en la máquina de frenado. Nunca debe rebasar valores que provoquen daños en el cable por el incrustamiento en las capas inferiores.

Ø Poleas de tendido del conductor



Para tender el conductor de aluminio-acero, las gargantas de las poleas serán de madera dura o aluminio en las que el ancho y profundidad de la garganta tendrán una dimensión mínima igual a vez y media el diámetro del conductor. No se emplearán jamás poleas que se hayan utilizado para tendidos en conductores de cobre. Su diámetro estará comprendido entre 25 y 30 veces el diámetro del conductor. La superficie de la garganta de las poleas será lisa y exenta de porosidades y rugosidades. No se permitirá el empleo de poleas que por el uso presenten erosiones o canaladuras provocadas por el paso de las cuerdas o cables piloto.

Se colgarán directamente de las crucetas del apoyo.

Ø Mordazas

Utilizará el Contratista mordazas adecuadas para efectuar la tracción del conductor que no dañe el aluminio ni al galvanizado del cable de acero cuando se aplique una tracción igual a la que determine la ecuación de cambio de condiciones a 0° C. Sin manguito de hielo ni viento. El apriete de la mordaza debe ser uniforme, y si es de estribos, el par de apriete de los tornillos debe efectuarse de forma que no se produzca un desequilibrio.

Ø Máquina de tracción

Podrá utilizarse como tal la trócola, el cabestrante o cualquier otro tipo de máquina de tracción que el Director de Obra estime oportuno, en función del conductor y de la longitud del tramo a tender.

Ø Dinamómetros

Será preciso utilizar dispositivos para medir la tracción del cable durante el tendido en los extremos del tramo, es decir, en la máquina de freno y en la máquina de tracción.

El dinamómetro situado en la máquina de tracción ha de ser de máxima y mínima con dispositivo de parada automática cuando se produzca una elevación anormal en la tracción de tendido.

Ø Giratorios

Se colocarán dispositivos de libre giro con cojinetes axiales de bolas o rodillos entre conductor y cable piloto para evitar que pase el giro de un cable a otro.

Método de montaje

Ø Tendido

Las operaciones de tendido no serán emprendidas hasta que hayan pasado 15 días desde la terminación de la cimentación de los apoyos de ángulo y anclaje, salvo indicación en contrario del Director de Obra.

Se ocupará el Contratista del estudio del tendido y elección de los emplazamientos del equipo y del orden de entrega de bobinas para conseguir que los empalmes queden situados, una vez tensado el conductor, fuera de los sitios que prohíbe la R.L.A.T.

La tracción de tendido de los conductores será, como máximo, la indicada en las tablas de tensado definitivo de conductores que corresponda a la temperatura existente en el conductor.

La tracción mínima será aquella que permita hacer circular los conductores sin rozar con los obstáculos naturales tales como tierra, que al contener ésta sales, se depositarán en el conductor, produciendo efectos químicos que deterioren el mismo. El anclaje de las máquinas de tracción y freno deberá realizarse mediante el suficiente número de puntos que aseguren su inmovilidad, aún en el caso de lluvia imprevista, no debiéndose nunca anclar estas máquinas a árboles u otros obstáculos naturales.

Ø Tensado

El anclaje a tierra para efectuar el tensado se hará desde un punto lo más alejado posible y como mínimo a una distancia horizontal del apoyo doble de su altura, equivalente a un ángulo de 150° entre las tangentes de entrada y salida del cable en las poleas.

Se colocarán tensores de cable o varilla de acero provisionales, entre la punta de los brazos y el cuerpo del apoyo como refuerzo, en los apoyos desde los que se efectúe el tensado. Las poleas serán en dicho apoyo de diámetro adecuado, para que el alma del conductor no dañe el aluminio.

Reposición del terreno

Las tierras sobrantes, así como los restos del hormigonado deberán ser extendidos, si el propietario del terreno lo autoriza, o retirados a vertedero, en caso contrario, todo lo cual será a cargo del Contratista.

Todos los daños serán por cuenta del Contratista, salvo aquellos aceptados por el Director de Obra.

Numeración de apoyos. Avisos de peligro eléctrico

Se numerarán los apoyos con pintura negra, ajustándose dicha numeración a la dada por el Director de Obra. Las cifras serán legibles desde el suelo.

La placa de señalización de "riesgo eléctrico" se colocará en el apoyo a una altura suficiente para que no se pueda quitar desde el suelo. Deberá cumplir las características señaladas en la Recomendación UNESA 0203.

Puesta a tierra

Los apoyos de la línea deberán conectarse a tierra de un modo eficaz y siguiendo las instrucciones dadas en conforme a las reglas del arte.

Obra civil línea enterrada de media tensión

Trazado

El trazado de las canalizaciones será lo más rectilíneo posible.

Antes de proceder a la apertura de las zanjas se abrirán calas de reconocimiento para confirmar o rectificar el trazado previsto.

Al marcar el trazado de las zanjas se tendrá en cuenta el radio mínimo que hay que dejar en la curva con arreglo a la sección del conductor, siendo este radio mínimo $10(D + d)$ donde D es el diámetro exterior y d el diámetro del conductor.

Apertura de zanjas

La excavación la realizará una empresa especializada, que trabaje con los planos de trazado suministrados por la Compañía.

Se procurará dejar un paso de 50 cm entre la zanja y las tierras extraídas, con el fin de facilitar la circulación del personal de la obra y evitar la caída de tierras en la zanja.

La tierra excavada y el pavimento, deben depositarse por separado. La planta de la zanja debe limpiarse de piedras agudas, que podrían dañar las cubiertas exteriores de los cables.

Se deben tomar todas las precauciones precisas para no tapar con tierras extraídas, con el fin de facilitar la circulación del personal de la obra y evitar la caída de tierras en la zanja. La tierra excavada y el pavimento, deben depositarse por separado.

Las dimensiones de las zanjas serán, por lo general de 0,8 m de profundidad y 50 cm de anchura.

Cable entubado.

Por lo general, deberá emplearse en lo posible este tipo de canalización.

Los tubos serán de polietileno (PE) de alta densidad de color rojo y 200 mm de diámetro.

En los cruzamientos los tubos estarán hormigonados en todo su recorrido y las uniones llevadas a cabo mediante los correspondientes manguitos.

Al construir la canalización con tubos se dejará una guía en su interior que facilite posteriormente el tendido de los mismos.

Arquetas

Cuando se construyan arquetas, éstas serán de hormigón, siendo sus dimensiones las necesarias para que el radio de curvatura de tendido sea como mínimo 20 veces el diámetro exterior del cable. Se llevará a cabo lo establecido en el plano 12.

No se admitirán ángulos inferiores a 90° y aún éstos se limitarán a los indispensables.

En general los cambios de dirección se harán con ángulos grandes.

En la arqueta los tubos quedarán a unos 25 cm por encima del fondo para permitir la colocación de rodillos en las operaciones de tendido. Una vez tendido el cable los tubos se taponarán con yeso de forma que el cable quede situado en la parte superior del tubo. La arqueta se rellenará con arena hasta cubrir el cable como mínimo. En el suelo



o las paredes laterales se situarán puntos de apoyo de los cables y empalmes, mediante tacos o ménsulas.

Las arquetas serán registrables y, deberán tener tapas metálicas provistas de argollas o ganchos que faciliten su apertura.

Estas arquetas permitirán la presencia de personal para ayuda y observación del tendido y la colocación de rodillos a la entrada y salida de los tubos. Estos rodillos, se colocarán tan elevados respecto al tubo, como lo permite el diámetro del cable, a fin de evitar el máximo rozamiento contra él.

Las arquetas abiertas tienen que respetar las medidas de seguridad, disponiendo barreras y letreros de aviso. No es recomendable entrar en una arqueta recién abierta, aconsejándose dejar transcurrir 15 minutos después de abierta, con el fin de evitar posibles intoxicaciones de gases.

Paralelismos

Ø Baja tensión

Los cables de Alta Tensión se pondrán colocar paralelos a cables de Baja Tensión, siempre que entre ellos haya una distancia no inferior a 25 cm. Cuando no sea posible conseguir esta distancia, se instalará uno de ellos bajo tubo.

Ø Alta tensión

La distancia a respetar en el caso de paralelismos de líneas subterráneas de media tensión es 25 cm. Si no fuese posible conseguir esta distancia, se colocará una de ellas bajo tubo.

Ø Cables de telecomunicación

En el caso de paralelismos entre líneas eléctricas subterráneas y líneas de telecomunicación subterráneas, estos cables deben estar a la mayor distancia posible entre sí. Siempre que los cables, tanto de telecomunicación como eléctricos, vayan directamente enterrados, la mínima distancia será de 20 cm.

Cuando esta distancia no pueda alcanzarse, deberá instalarse la línea de alta tensión en el interior de tubos con una resistencia mecánica apropiada.

En todo caso, en paralelismos con cables de comunicación, deberá tenerse en cuenta lo especificado por los correspondientes acuerdos con las compañías de telecomunicaciones. En el caso de un paralelismo de longitud superior a 500 m, bien los cables de telecomunicación o los de energía eléctrica, deberán llevar pantalla electromagnética.

Ø Agua, vapor, etc.

En el paralelismo entre los cables de energía y conducciones metálicas enterradas se debe mantener en todo caso una distancia mínima en proyección horizontal de 0,20 m. Si no se pudiera conseguir esta distancia, se instalarán los cables dentro de los tubos de resistencia mecánica apropiada.

Siempre que sea posible, en las instalaciones nuevas la distancia en proyección horizontal entre cables de energía y conducciones metálicas enterradas colocadas paralelamente entre sí no debe ser inferior a:

- 3 m en el caso de conducciones a presión máxima igual o superior a 25 atm; dicho mínimo se reduce a 1 m en el caso en que el tramo de paralelismo sea inferior a 100 m.
- 1 m en el caso de conducciones a presión máxima inferior a 25 atm.

Ø Alcantarillado

En los paralelismos de los cables con conducciones de alcantarillado, se mantendrá una distancia mínima de 50 cm, protegiéndose adecuadamente los cables cuando no pueda conseguirse esta distancia.

Cruzamientos con otros servicios

Ø Baja tensión

En el caso de los cruzamientos entre dos líneas eléctricas subterráneas directamente enterradas la distancia mínima a respetar será de 0,25 m. En caso de no poder conseguir esta distancia, se separarán los cables de Alta Tensión por medio de tubos.

Ø Alta tensión

La distancia a respetar entre líneas subterráneas de media tensión es 25 cm. Si no fuese posible conseguir esta distancia, la nueva línea irá entubada.

Ø Con cables de telecomunicación

En los cruzamientos con cables de telecomunicación, los cables de energía eléctrica se colocarán en tubos o conductos de resistencia mecánica apropiada a una distancia mínima de la canalización de telecomunicación de 20 cm. En todo caso, cuando el cruzamiento sea con cables telefónicos deberá tenerse en cuenta lo especificado por el correspondiente acuerdo con la empresa de telecomunicación.

Ø Agua, vapor, etc.

El cruzamiento entre cables de energía y conducciones metálicas enterradas no debe efectuarse sobre la proyección vertical de las uniones no soldadas de la misma conducción metálica.

La distancia mínima entre la generatriz del cable de energía y la de la conducción metálica no debe ser inferior a 0,20 m. En caso de no conseguirse la citada distancia, deberá instalarse el cable de alta tensión en tubos de adecuada resistencia mecánica.

Ø Alcantarillado

En los cruzamientos de cables eléctricos con conducciones de alcantarillado deberá evitarse el ataque de la bóveda de la conducción.

Transporte de bobinas de cables

La carga y descarga, sobre camiones o remolques apropiados, se hará siempre mediante una barra adecuada que pase por el orificio central de la bobina.

Las bobinas de cable se transportarán siempre de pie y nunca tumbadas sobre una de las tapas.

Cuando las bobinas se colocan llenas en cualquier tipo de transportador, éstas deberán quedar en línea, en contacto una y otra y bloqueadas firmemente en los extremos y a lo largo de sus tapas.

El bloqueo de las bobinas se debe hacer con tacos de madera lo suficientemente largos y duros con un total de largo que cubra totalmente el ancho de la bobina y puedan apoyarse los perfiles de las dos tapas. Las caras del taco tienen que ser uniformes para que las duelas no se puedan romper dañando entonces el cable.

Bajo ningún concepto se podrá retener la bobina con cuerdas, cables o cadenas que abracen la bobina y se apoyen sobre la capa exterior del cable enrollado; asimismo no se podrá dejar caer la bobina al suelo desde un camión o remolque. Cuando se desplace la bobina por tierra rodándola, habrá que fijarse en el sentido de rotación, generalmente indicado con una flecha, con el fin de evitar que se afloje el cable enrollado en la misma. Cuando las bobinas deban trasladarse girándolas sobre el terreno, debe hacerse todo lo posible para evitar que las bobinas queden o rueden sobre un suelo u otra superficie que sea accidentada.

Esta operación será aceptable únicamente para pequeños recorridos.

Tendido de cables

La bobina de cable se colocará en el lugar elegido de forma que la salida del cable se efectúe por su parte superior y emplazada de tal forma que el cable no quede forzado al tomar la alimentación del tendido.

Para el tendido la bobina estará siempre elevada y sujeta por gatos mecánicos y una barra, de dimensiones y resistencia apropiada al peso de la bobina.

La base de los gatos será suficientemente amplia para que garantice la estabilidad de la bobina durante su rotación. Al retirar las duelas de protección se cuidará hacerlo de forma que ni ellas, ni el elemento empleado para enclavarla, pueden dañar el cable.

Cuando los cables se tiendan a mano los operarios estarán distribuidos de una manera uniforme a lo largo de la zanja.

El tendido se hará obligatoriamente por rodillos que puedan girar libremente y contruidos de forma que no dañen el cable.



Se distanciarán entre sí de acuerdo con las características del cable, peso y rigidez mecánica principalmente, de forma que no permitan un vano pronunciado del cable entre rodillos contiguos, que daría lugar a ondulaciones perjudiciales.

No se permitirá desplazar lateralmente el cable por medio de palancas u otros útiles; deberá hacerse siempre a mano.

Sólo de manera excepcional se autorizará desenrollar el cable fuera de zanja, siempre bajo vigilancia del Director de Obra.

Cuando la temperatura ambiente sea inferior a cero grados no se permitirá hacer el tendido del cable debido a la rigidez que toma el aislamiento. El cable puede calentarse antes de su tendido almacenando las bobinas durante varios días en un local caliente o se exponen a los efectos de elementos calefactores o corrientes de aire caliente situados a una distancia adecuada. Las bobinas han de girarse a coros intervalos de tiempo, durante el precalentamiento. El cable ha de calentarse también en la zona interior del núcleo. Durante el transporte se debe usar una lona para cubrir el cable. El trabajo del tendido se ha de planear cuidadosamente y llevar a cabo con rapidez, para que el cable no se vuelva a enfriar demasiado.

El cable se puede tender desde el vehículo en marcha, cuando hay obstáculos en la zanja o en las inmediaciones de ella.

La zanja en toda su longitud deberá estar cubierta con una capa de arena fina de unos 10 cm en el fondo antes de proceder al tendido del cable. En el caso de instalación entubada, podrá reducirse a 5 cm.

En el caso de canalizaciones con cables unipolares, cada dos metros envolviendo las tres fases, se colocará una sujeción que agrupe dichos conductores y los mantenga unidos.

Nunca se pasarán dos circuitos, bien cables tripolares o bien unipolares, por un mismo tubo.

Una vez tendido el cable de los tubos se tapanán de forma que el cable quede en la parte superior del tubo.

Protección mecánica

Las líneas eléctricas subterráneas deben estar protegidas contra posibles averías producidas por hundimiento de tierras, por contacto con cuerpos duros y por choque de herramientas metálicas. Para ello se colocará una placa de PVC RU 0206 A lo largo de la longitud de la canalización, cuando esta no esté entubada.

Señalización

Todo cable o conjunto de cables debe estar señalado por una cinta de atención de acuerdo con la Recomendación UNESA 0205 colocada como mínimo a 0,20 m por encima de la placa. Cuando los cables o conjuntos de cables de categorías de tensión diferentes estén superpuestos, debe colocarse dicha cinta encima de cada uno de ellos. Estas cintas estarán de acuerdo con lo especificado en la Norma UEFE 1.4.02.02.

Identificación

Los cables deberán llevar marcas que indiquen el nombre del fabricante, el año de fabricación y sus características.

Cierre de zanjas

Una vez colocadas al cable las protecciones señaladas anteriormente, se rellenará toda la zanja con el tipo de tierra y en las tongadas necesarias para conseguir un portor del 95%. Procurando que las primeras capas de tierra por encima de los elementos de protección estén exentas de piedras o cascotes, para continuar posteriormente sin tanta escrupulosidad. De cualquier forma debe tenerse en cuenta que una abundancia de pequeñas piedras o cascotes puedan elevar la resistividad térmica del terreno y disminuir con ella la posibilidad de transporte de energía del cable.

El Contratista será responsable de los hundimientos que se produzcan por la deficiente realización de esta operación y, por lo tanto, serán de su cuenta las posteriores reparaciones que tengan que ejecutarse.

Puesta a tierra

Todas las plantillas de los cables deben ser puestas a tierra en los extremos de cada cable y en los empalmes, con objeto de disminuir la resistencia global a tierra.

Si los cables son unipolares o las plantillas en M.T. están aisladas con una cubierta no metálica, la puesta a tierra puede ser realizada en un solo extremo, con tal de que en el otro extremo y en conexión con el pararrayos convenga tomar alguna de las precauciones siguientes:

- Ø Interconexión entre la bajada del pararrayos y las envueltas metálicas de los cables.
- Ø Distancia mínima de 0,50 m entre el conductor de toma de tierra del pararrayos y cables o bien interposición entre ellos de elementos aislantes.

Tensiones transferidas en M.T

Con motivo de un defecto a masa lejano y con objeto de evitar la transmisión de tensiones peligrosas en el tendido de cables por galería, las pantallas metálicas de los cables se pondrán a tierra al realizar cada una de las cajas de empalme y en las cajas terminales.

Obra civil centro transformación

Corresponde al Contratista la responsabilidad en la ejecución de los trabajos que deberán realizarse conforme a las reglas del arte.

Emplazamiento

El lugar elegido para la construcción del centro debe permitir la colocación y reposición de todos los elementos del mismo, concretamente los que son pesados y grandes, como transformadores. Los accesos al centro deben tener las dimensiones adecuadas para permitir el paso de dichos elementos.

El emplazamiento del centro debe ser tal que esté protegido de inundaciones y filtraciones.

En el caso de terrenos inundables el suelo del centro debe estar, como mínimo a 0,20 m por encima del máximo nivel de aguas conocido, o si no al centro debe proporcionársele una estanqueidad perfecta hasta dicha cota. El local que contiene el centro debe estar construido en su totalidad con materiales incombustibles.

Losa de cimentación

Se efectuará una losa de cimentación corrida para las tres envolventes prefabricadas, según se recoge en el plano 6.

Edificios prefabricados de hormigón

Los distintos edificios prefabricados de hormigón se ajustarán integradamente a las distintas Especificaciones de Materiales de ENDESA – ERZ, verificando su diseño los siguientes puntos:

- Ø Los suelos estarán previstos para las cargas fijas y rodantes que implique el material.
- Ø También se preverán los agujeros de empotramiento para herrajes del equipo eléctrico. Asimismo se tendrán en cuenta los pozos de aceite, sus conductos de drenaje, las tuberías para conductores de tierra, registros para las tomas de tierra y canales para los cables A.T. y B.T. En los lugares de paso, estos canales estarán cubiertos por losas amovibles.
- Ø Los muros prefabricados de hormigón podrán estar constituidos por paneles convenientemente ensamblados, o bien formando un conjunto con la cubierta y la solera, de forma que se impida totalmente el riesgo de filtraciones.
- Ø La cubierta estará debidamente impermeabilizada de forma que no quede comprometida su estanqueidad, ni haya riesgo de filtraciones. Su cara interior podrá quedar como resulte después del desencofrado. No se efectuará en ella ningún empotramiento que comprometa su estanqueidad.
- Ø El acabado exterior del centro será normalmente liso y preparado para ser recubierto por pinturas de la debida calidad y del color que mejor se adapte al medio ambiente.

- Ø La cubierta estará calculada para soportar la sobrecarga que corresponda a su destino, para lo cual se tendrá en cuenta lo que al respecto fija la Norma UNE-EN 61330.
- Ø Las puertas de acceso al centro de transformación desde el exterior cumplirán íntegramente lo que al respecto fija la Norma UNE- EN 61330.

Evacuación y extinción del aceite aislante

Las paredes y techos de las celdas que han de alojar aparatos con baño de aceite, deberán estar construidas con materiales resistentes al fuego, que tengan la resistencia estructural adecuada para las condiciones de empleo.

Con el fin de permitir la evacuación y extinción del aceite aislante, se preverán pozos con revestimiento estanco, teniendo en cuenta el volumen de aceite que pueda recibir. En todos los pozos se preverán apagafuegos superiores, tales como lechos de guijarros de 5 cm de diámetro aproximadamente, sifones en caso de varios pozos con colector único, etc. Se recomienda que los pozos sean exteriores a la celda y además inspeccionables.

Ventilación

Los locales estarán provistos de ventilación para evitar condensación y, cuando proceda, refrigerar los transformadores y demás equipos que componen las envolventes.

En el presente proyecto se recurrirá a la ventilación forzada mediante sendos extractores, como se recoge en el apartado 2.3 de la memoria de cálculo.

Cuando se trate de ubicaciones de superficie, se empleará una o varias tomas de aire del exterior, situadas a 0,20 m del suelo como mínimo, y en la parte opuesta una o varias salidas, situadas lo más altas posible.

En ningún caso las aberturas darán sobre locales a temperatura elevada o que contengan polvo perjudicial, vapores corrosivos, líquidos, gases, vapores o polvos inflamables.

Todas las aberturas de ventilación estarán dispuestas y protegidas de tal forma que se garantice un grado de protección mínimo de personas contra el acceso a zonas peligrosas, contra la entrada de objetos sólidos extraños y contra la entrada de agua IP23D según Norma UNE-EN 61330.

Arquetas

Se instalarán arquetas para la entrada de los cables de B.T y salida de M.T sobre los centros de inversores y transformación. Las pautas a seguir son similares a las establecidas para la línea subterránea en M.T.

Recepción de obra línea aérea media tensión

Durante la obra o una vez finalizada la misma, el Director de Obra verificará que los trabajos realizados están de acuerdo con las especificaciones de este Pliego de Condiciones. Esta verificación se realizará por cuenta del Contratista.

Una vez finalizadas las instalaciones, el Contratista deberá solicitar la oportuna recepción global de la obra.

En la recepción de la instalación de la instalación se incluirá la medición de la conductividad de la toma de tierra y las pruebas de aislamiento pertinentes.

El Director de Obra contestará por escrito al Contratista, comunicando su conformidad a la instalación o condicionando su recepción a la modificación de los detalles que estime susceptibles de mejora.

Calidad de cimentaciones

El Director de Obra podrá encargar la ejecución de probetas de hormigón de forma cilíndrica de 15 cm. de diámetro y 30 cm. de altura, con objeto de someterlas a ensayos de compresión. El Contratista tomará a su cargo las obras ejecutadas con hormigón que hayan resultado de insuficiente calidad.

Tolerancias de ejecución

Si "D" representa la distancia, expresada en metros, entre ejes de un apoyo y el de ángulo más próximo, la desviación en alineación de dicho apoyo y la alineación real, debe ser inferior a $(D/100) + 10$, expresada en centímetros.

Desplazamiento de un apoyo sobre el perfil longitudinal de la línea en relación a su situación prevista.

No debe suponerse aumento en la altura del apoyo. Las distancias de los conductores respecto al terreno deber permanecer como mínimo a las previstas en el Reglamento.

Verticalidad de los apoyos. En los apoyos de alineación se admite una tolerancia del 0,2% sobre la altura de apoyo.

Tolerancias de utilización

En el caso de aisladores no suministrados por el Contratista, la tolerancia admitida de elementos estropeados es de 1,5%.

La cantidad de conductor a cargo del Contratista se obtiene multiplicando el peso del metro de conductor por la suma de las distancias reales medidas entre los ejes de los pies de apoyos, aumentadas en un 5%, cualquiera que sea la naturaleza del conductor, con objeto de tener así en cuenta las flechas, puentes, etc.

Aislamiento

Consistirá en la medición de la resistencia de aislamiento el conjunto de la instalación y de los aparatos más importantes.

Ensayo dieléctrico

Todo material que forma parte del equipo eléctrico del centro deberá haber soportado por separado las tensiones de prueba a frecuencia industrial y a impulso tipo rayo.

Además de todo el equipo eléctrico M.T. deberá soportar durante un minuto, sin perforación la tensión a frecuencia industrial correspondiente al nivel de aislamiento del centro.

Los ensayos se realizarán aplicando la tensión entre cada fase y masa, quedando las fases no ensayadas conectadas a masa.

Instalación de puesta a tierra

Se comprobará la medida de las resistencias de tierra, las tensiones de contacto y de paso, la separación de los circuitos de tierra y el estado de resistencia de los circuitos de tierra.

Recepción de obra línea enterrada media tensión

Durante la obra o una vez finalizada la misma, el Director de Obra podrá verificar que los trabajos realizados están de acuerdo con las especificaciones de este Pliego de Condiciones. Esta verificación se realizará por cuenta del Contratista.

Una vez finalizadas las instalaciones, el Contratista deberá solicitar la oportuna recepción global de la obra. En la recepción de la instalación se incluirá la medición de la resistencia de la toma de tierra y las pruebas de aislamiento pertinentes.

El Director de Obra contestará por escrito al Contratista, comunicando su conformidad a la instalación o condicionando su recepción a la modificación de los detalles que estime susceptibles de mejora.

Recepción de obra centro de inversores y centro transformación prefabricado

Durante la obra o una vez finalizada la misma, el Director de Obra podrá verificar que los trabajos realizados están de acuerdo con las especificaciones de este Pliego de Condiciones. Esta verificación se realizará por cuenta del Contratista.

Una vez finalizadas las instalaciones el Contratista deberá solicitar la oportuna recepción global de la Obra.

En la recepción de la instalación se incluirán los siguientes conceptos:

Aislamiento

Consistirá en la medición de la resistencia de aislamiento del conjunto de la instalación y de los aparatos más importantes.

Ensayo dieléctrico

Todo el material que forma parte del equipo eléctrico del centro deberá hacer soportado por separado las tensiones de prueba a frecuencia industrial y a impulso tipo rayo.

Además todo el equipo eléctrico M.T. deberá soportar durante un minuto, sin perforación ni contorneamiento, la tensión a frecuencia industrial correspondiente al nivel de aislamiento del centro.

Los ensayos se realizarán aplicando la tensión entre cada fase y masa, quedando las fases no ensayadas conectadas a masa.

Instalación de puesta a tierra

Se comprobará la medida de las resistencias de tierra, las tensiones de contacto y de paso, la separación de los circuitos de tierra y el estado y resistencia de los circuitos de tierra.

Regulación y protecciones

Se comprobará el buen estado de funcionamiento de los relés de protección y su correcta regulación, así como los calibres de los fusibles.

Transformadores

Se medirá la acidez y rigidez dieléctrica del aceite de los transformadores.

Recepción y pruebas de la instalación fotovoltaica

Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica.

No obstante el instalador realizará las siguientes pruebas:

- Ø Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas
- Ø Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.
- Ø Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.
- Ø Determinación de la potencia instalada.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

- Ø Entrega de toda la documentación requerida en este PCT.
- Ø Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Ø Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

8.5 Contrato de mantenimiento de la instalación fotovoltaica

Deberá realizarse un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo, incluirá todos los elementos de la instalación con las labores de mantenimiento preventivo aconsejados por los diferentes fabricantes.

Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:

- Ø Mantenimiento preventivo:

Operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la misma.

Incluirá al menos una visita semestral en la que se realizarán las siguientes actividades:

- Comprobación de las protecciones eléctricas.
- Comprobación del estado de los módulos: comprobación de la situación respecto al proyecto original y verificación del estado de las conexiones.



- Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc. Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores /extractores, uniones, reaprietes, limpieza.

Ø Mantenimiento correctivo

Todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:

- Visita a la instalación cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma.
- Análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento, pudiendo no estar incluidas la mano de obra y las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

8.6 Garantía de la instalación fotovoltaica

Ø Condiciones:

Sin perjuicio de cualquier posible reclamación a terceros, la instalación será socorrida si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

Ø Plazo:

El plazo de garantía de los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje, será de 5 años, excepto los módulos fotovoltaicos e inversores cuya garantía será la fijada por el fabricante.

Ø Anulación de Garantía:

La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador.

Huesca, 1 de Junio de 2016

Fdo: Juan Carlos Pérez Castán.



Anexo 2. Documento estudio de seguridad y salud.

9. Estudio de seguridad y salud

9.1 Objeto

El presente Estudio Básico de Seguridad tiene por objeto, de acuerdo con el Real Decreto 337/2010 de 19 de marzo, precisar las normas de seguridad y salud aplicables a las obras contempladas en el presente proyecto.

Este estudio servirá de base para que el Técnico designado por la empresa adjudicataria de la obra pueda realizar el Plan de Seguridad y Salud en el Trabajo en el que se analizarán, estudiarán, desarrollarán y completarán las previsiones contenidas en este estudio, en función de su propio sistema de ejecución de la obra, así como la propuesta de medidas alternativas de prevención, con la correspondiente justificación técnica y sin que ello implique disminución de los niveles de protección previstos y ajustándose en todo caso a lo indicado al respecto en el R.D. 337/2010 sobre disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.

9.2 Metodología

A tal efecto se llevará a cabo una exhaustiva identificación de los riesgos laborales que puedan ser evitados, indicando las medidas técnicas necesarias para ello.

Del mismo modo se hará una relación de los riesgos laborales que no pueden eliminarse, especificando las medidas preventivas y protecciones técnicas tendentes a controlar y reducir dichos riesgos. Tales riesgos irán agrupados por “Factores de Riesgo” asociados a las distancias operaciones a realizar durante la ejecución de la obra.

9.3 identificación de los riesgos en tareas

Las diferentes tareas a realizar durante la ejecución de una obra llevan asociados una serie de riesgos ante los cuales deberán adoptarse unas medidas preventivas. En una obra relativa a un proyecto de instalaciones fotovoltaicas, se puede dividir su ejecución en los siguientes apartados, línea enterrada de Media Tensión, Centro de inversores y Centro de Transformación en Edificios Prefabricados y Planta Solar fotovoltaica propiamente dicha, cada uno de los apartados lleva consigo una serie de factores de riesgo:

1. Línea Enterrada Media Tensión:

- Ø Transporte de materiales
- Ø Apertura de zanjas
- Ø Cercanía a instalaciones de Media Tensión
- Ø Canalización de la línea
- Ø Trabajos en tensión
- Ø Puesta en servicio en frío
- Ø Puesta en servicio en tensión

2. Centros de inversores y Centro de Transformación:

- Ø Manipulación y transporte de materiales
- Ø Operaciones y trabajos en altura
- Ø Trabajos en el interior de los centros
- Ø Puesta en servicio en frío

3. Planta Solar Fotovoltaica:

- Ø Organización de la Parcela
- Ø Movimiento de Tierras
- Ø Saneamiento y Abastecimiento
- Ø Cimentación
- Ø Albañilería
- Ø Carpintería metálica
- Ø Pintura
- Ø Trabajos con y sin tensión
- Ø Recepción de maquinaria



LÍNEA ENTERRADA MEDIA TENSIÓN

Factor de riesgo: transporte de materiales

Es el riesgo derivado del transporte de los materiales en el lugar de ejecución de la obra.

RIESGOS ASOCIADOS MEDIDAS PREVENTIVAS

- Caída de personas al mismo nivel
- Cortes
- Caída de objetos
- Desprendimientos, desplomes y derrumbes
- Atrapamientos
- Confinamiento
- Condiciones ambientales y señalización
- Inspección del estado del terreno
- Utilizar los pasos y vías existentes
- Limitar la velocidad de los vehículos
- Delimitación de puntos peligrosos (zanjas, pozos,...)
- Respetar zonas señalizadas y delimitadas
- Exigir y mantener orden
- Precaución en transporte de materiales

Protecciones individuales a utilizar:

- Guantes protección
- Cascos de seguridad
- Botas de seguridad

Factor de riesgo: apertura de zanjas

Es el riesgo derivado de la apertura de zanjas para líneas de M.T. tanto para las personas que están llevando a cabo la operación, como para las que se encuentran en las proximidades.

RIESGOS ASOCIADOS MEDIDAS PREVENTIVAS

- Caída de personas al mismo nivel
- Caída de personas a distinto nivel
- Caída de objetos
- Desprendimientos, desplomes y derrumbes
- Choques y golpes
- Proyecciones
- Explosiones
- Electrocutación
- Cortes
- Sobrecarga física
- Confinamiento y atrapamiento
- Conocimiento de las instalaciones mediante planos.
- Notificación a todo el personal de la obra, de los cruzamientos y paralelismos con otras líneas eléctricas de alta, media y baja tensión, así como canalizaciones de aguas, gas y líquidos inflamables.
- Hacer uso correcto de las herramientas necesarias para la apertura de la zanja, tanto si son:
 - manuales (picos, palas, etc.)
 - mecánicas (perforador neumático) o
 - motorizadas (vehículos)
 - Delimitar y señalizar la zona de trabajo.
- Se debe entibar la zanja siempre que el terreno sea blando o se trabaje a más de 1,5 m de profundidad, comprobando el estado del terreno y entibado después de fuertes lluvias y cada vez que se reinicia el trabajo.

Protecciones colectivas a utilizar: Material de señalización y delimitación (Cinta delimitadora, señales). Las propias de los trabajos a realizar y de las herramientas a emplear.

Protecciones individuales a utilizar: Casco de seguridad, botas de seguridad, guantes de seguridad, gafas contra impactos y protectores auditivos.

Factor de riesgo: cercanía a instalaciones de media tensión

Es el riesgo derivado de las líneas de media tensión para las personas cuando se encuentran en proximidad de estas instalaciones:

RIESGOS ASOCIADOS MEDIDAS PREVENTIVAS

- Caída de personas al mismo nivel
- Caída de personas a distinto nivel
- Caída de objetos
- Desprendimientos, desplomes y Derrumbes
- Choques y golpes
- Proyecciones
- Contactos eléctricos
- Arco eléctrico
- En proximidad de líneas aéreas, no superar las distancias de seguridad:
 - Colocación de barreras y dispositivos de balizamiento.
 - Zona de evolución de la maquinaria delimitada y señalizada.
 - Estimación de distancias por exceso.
 - Solicitar descargo cuando no puedan mantenerse distancias.
 - Distancias específicas para personal no facultado a trabajar en instalaciones eléctricas.
- Cumplimiento de las disposiciones legales existentes (distancias, cruzamientos, paralelismos...)
- Puestas a tierra en buen estado:
 - Apoyos con interruptores, seccionadores...: conexión a tierra de las carcasas y partes metálicas de los mismos.
 - Tratamiento químico del terreno si hay que reducir la resistencia de la toma de tierra.
 - Contactos eléctricos
 - Carga física
 - En el punto de corte: Ejecución del Descargo Creación de la Zona Protegida
 - En proximidad del apoyo
 - Establecimiento de la Zona de Trabajo
 - Las propias de trabajos en proximidad (Distancias, Apantallamiento, Descargo...) si fueran necesarias.
 - Evitar movimiento de conductores
 - Interrupción de trabajos si así se considera por el Jefe de Trabajos.
 - Amarre escaleras de ganchos con cadena de cierre.
 - Para trabajos en horizontal amarre de ambos extremos.
 - Utilizar siempre el cinturón amarrado a la escalera o a un cable fiador.

RIESGOS ASOCIADOS MEDIDAS PREVENTIVAS

- Explosiones
- Incendios
- Protección frente a sobretensiones: pararrayos y autoválvulas.
- Notificación de Anomalías en las instalaciones siempre que se detecten.
- Solicitar el Permiso de Trabajos con Riesgos Especiales.

Protecciones colectivas a utilizar: Circuito de puesta a tierra, protección contra sobretensiones (cortacircuitos, fusibles e interruptores automáticos), protección contra sobretensiones (pararrayos), señalización y delimitación.

Protecciones individuales a utilizar: Guantes, cascos y botas de seguridad.

Factor de riesgo: canalización de la línea

Es el riesgo derivado de la canalización de una línea de M.T. tanto para las personas que la llevan a cabo como para aquellas otras que se encuentran en las proximidades.

RIESGOS ASOCIADOS MEDIDAS PREVENTIVAS

- Caída de personas al mismo nivel
- Caída de personas a distinto nivel
- Caída de objetos
- Desprendimientos, desplomes y derrumbes
- Choques y golpes
- Cortes
- Sobrecarga física
- Delimitar y señalizar la zona de trabajo, con especial precaución en las vías públicas donde existan vehículos de tracción mecánica, sus accesos y proximidades.
- Precaución en el manejo de las bobinas y los conductores.
- Prevención de explosiones y efecto látigo:
 - Cumplimiento de las disposiciones reglamentarias.
 - Fijación de los cables mediante abrazaderas.
- En el caso de entubado y hormigonado, señalizar y delimitar la zona de trabajo a fin de evitar posibles accidentes.



Protecciones colectivas a utilizar: Material de señalización y delimitación (Cinta delimitadora, señales...). Las propias de los trabajos a realizar y de las herramientas a emplear.

Protecciones individuales a utilizar: Casco de seguridad, botas de seguridad, guantes de seguridad, y gafas contra impactos.

Factor de riesgo: trabajos en tensión

Es el riesgo derivado de las operaciones llevadas a cabo en Centros de Transformación Intemperie sobre Apoyo de Hormigón sin ausencia de tensión:

RIESGOS ASOCIADOS MEDIDAS PREVENTIVAS

- Caída de personas a distinto nivel
- Caída de objetos
- En proximidad de líneas aéreas, no superar las distancias de seguridad:
 - colocación de barreras y dispositivos de balizamiento.
 - Estimación de distancias por exceso.
 - Distancias específicas para personal no facultado a trabajar en instalaciones eléctricas.
- Cumplimiento de las disposiciones legales existentes (distancias, cruzamientos, paralelismos...)
- Protección frente a sobretensiones: pararrayos y autoválvulas.
- Notificación de Anomalías en las instalaciones siempre que se detecten.

RIESGOS ASOCIADOS MEDIDAS PREVENTIVAS

- Cortes
- Contactos eléctricos
- Arco eléctrico
- Electrocutión

En la fecha de inicio de los trabajos:

- Supresión de los reenganches automáticos, si los tiene, y prohibición de la puesta en servicio de la instalación, en caso de desconexión, sin la previa conformidad del jefe de trabajo.
- Establecimiento de una comunicación con el lugar de trabajo o sitio próximo a él (radio, teléfono, etc.) que permita cualquier maniobra de urgencia que sea necesaria.

Antes de comenzar a reanudar los trabajos:

- Exposición, por parte del Jefe del Trabajo, a los operarios del Procedimiento de Ejecución, cerciorándose de la perfecta comprensión del mismo.
- Se comprobará que todos los equipos y herramientas que sean necesarias existen y se encuentran en perfecto estado y se verificará visualmente el estado de la instalación.

Durante la realización del trabajo:

- El jefe del trabajo dirigirá y controlará los trabajos, siendo responsable de las medidas de cualquier orden que afecten a la seguridad de los mismos.
- Si la naturaleza o amplitud de los trabajos no le permiten asegurar personalmente su vigilancia, debe asignar, para secundarle, a uno o más operarios habilitados.

Al finalizar los trabajos:

- El jefe del Trabajo se asegurará de su buena ejecución y comunicará al Jefe de Explotación el fin de los mismos.
- El Jefe de Explotación tomará las medidas necesarias para dejar la instalación en las condiciones normales de explotación.

Protecciones colectivas a utilizar: Material de señalización y delimitación (Cinta delimitadora, señales...). Las propias de los trabajos a realizar. Bolsa portaherramientas y cuerda de servicio.

Protecciones individuales a utilizar: Cinturón de seguridad, guantes de protección frente a riesgos mecánicos botas de seguridad o de trabajo, casco de barbuquejo, banqueta o alfombra aislante, pértiga aislante y guantes aislantes.

Factor de riesgo: puesta en servicio en tensión

Es el riesgo derivado de la puesta en servicio de un Centro de Transformación Intemperie sobre Apoyos de Hormigón sin ausencia de tensión.

RIESGOS ASOCIADOS MEDIDAS PREVENTIVAS

- Caída de personas a distinto nivel
- Caída de objetos
- Las correspondientes a trabajos en altura y trabajos en tensión

En la fecha de inicio de los trabajadores:

- Supresión de los reenganches automáticos, si los tiene, y prohibición de la puesta en servicio de la instalación, en caso de desconexión, sin la previa conformidad del jefe de trabajo.
- Establecimiento de una comunicación con el lugar de trabajo o sitio próximo a él (radio, teléfono, etc.) que permita cualquier maniobra de urgencia que sea necesaria.



RIESGOS ASOCIADOS MEDIDAS PREVENTIVAS

- Cortes
- Contactos eléctricos
- Arco eléctrico
- Electrocutación

Antes de comenzar a reanudar los trabajos:

- Exposición, por parte del Jefe del Trabajo, a los operarios del Procedimiento de Ejecución, cerciorándose de la perfecta comprensión del mismo.
- Se comprobará que todos los equipos y herramientas que sean necesarias existen y se encuentran en perfecto estado y se verificará visualmente el estado de la instalación.

Durante la realización del trabajo:

- El jefe del trabajo dirigirá y controlará los trabajos, siendo responsable de las medidas de cualquier orden que afecten a la seguridad de los mismos.
- Si la naturaleza o amplitud de los trabajos no le permiten asegurar personalmente su vigilancia, debe asignar, para secundarle, a uno o más operarios habilitados.

Al finalizar los trabajos:

- El jefe del Trabajo se asegurará de su buena ejecución y comunicará al Jefe de Explotación el fin de los mismos.
- El Jefe de Explotación tomará las medidas necesarias para dejar la instalación en las condiciones normales de explotación.

Protecciones colectivas a utilizar: Material de señalización y delimitación (Cinta delimitadora, señales...). Detectores de ausencia de tensión. Equipos de Puesta a tierra y en cortocircuito. Las propias de los trabajos a realizar. Bolsa portaherramientas y cuerda de servicio.

Protecciones individuales a utilizar: Cinturón de seguridad, guantes de protección frente a riesgos mecánicos botas de seguridad o de trabajo, casco de barbuquejo, banqueta o alfombra aislante, pértiga aislante y guantes aislantes.

CENTRO DE INVERSORES Y DE TRANSFORMACIÓN

Factor de riesgo: manipulación y transporte de materiales

Similar a lo recogido en la línea de M.T.

Factor de riesgo: operaciones y trabajos en altura

Es el riesgo derivado de la ejecución de trabajos de obra civil para la construcción de Centros de Transformación en Edificio No Prefabricado:

RIESGOS ASOCIADOS MEDIDAS PREVENTIVAS

- Caída de personas a distinto nivel
- Caída de objetos
- Desplomes
- Cortes
- Sobrecarga física
- Inspección del estado del terreno:
- Ascenso y descenso con medios y métodos seguros (Escaleras adecuadas y sujetas por su parte superior).
- Evitar posturas inestables con calzado y medios de trabajo adecuados.
- Cuerdas y poleas (si fuera necesario) para subir y bajar materiales.
- Evitar zona de posible caída de objetos.
- Usar casco de seguridad.

Protecciones colectivas a utilizar: Material de señalización y delimitación (Cinta delimitadora, señales...). Las propias de los trabajos a realizar. Bolsa portaherramientas y cuerda de servicio.

Protecciones individuales a utilizar: Cinturón de seguridad. Guantes de protección frente a riesgos mecánicos. Botas de seguridad o de trabajo. Casco de barbuquejo.

Factor de riesgo: trabajos en centros de inversores y de transformación

Es el riesgo derivado de los centros de transformación para las personas cuando se encuentran en proximidad o en el interior de los mismos, ya sea por motivos de su actividad laboral o no.

RIESGOS ASOCIADOS MEDIDAS PREVENTIVAS

- Caída de personas al mismo nivel
- Caída de personas a distinto nivel
- Caída de objetos



- Desprendimientos, desplomes y derrumbes
- Choques y golpes
- Proyecciones
- Contactos eléctricos
- Respetar la señalización y delimitación.
- Mantener las distancias de seguridad.
- Apantallar todas las partes con tensión cuando se deba acceder a distancias inferiores a las de seguridad.
- No almacenar objetos en el interior.
- Manipular y transportar los objetos alargados entre dos personas.
- Cumplimiento de las disposiciones legales existentes:
- Arco eléctrico
- Explosiones
- Incendios
- Agresión de animales
- Ventilación
- Iluminación
- Mantenimiento de distancias en las instalaciones: entre elementos en tensión, estructuras metálicas...
- Puestas a tierra en buen estado.
- Existencia de protección frente a sobreintensidades.
- Existencia de protección ante incendios: fosos de recogida de aceites, muros cortafuegos, paredes, tabiques, pantallas...
- Prevención del riesgo de caídas.
- Evitar derrames, suelos húmedos o resbaladizos (canalizaciones, desagües, pozos de evacuación, aislamientos...).
- Mantener el centro ordenado y limpio.
- Utilizar calzado antideslizante en caso de suelos resbaladizos.
- Tapas de canaletas en buen estado y colocación.
- Señalización y delimitación de trampillas abiertas.

Iluminación apropiada:

- Alumbrado artificial obligatorio de incandescencia.
- Focos luminosos correctamente colocados.
- Interruptores próximos a las puertas de acceso.

Ventilación adecuada:

- Entradas de aire por la parte inferior y salidas en la superior.
- Huecos de ventilación protegidos.
- Salidas de ventilación que no molesten a los usuarios.

Señalización:

- Puertas con rótulos indicativos.
- Máquinas, celdas, paneles de cuadros y circuitos diferenciados y señalizados.
- Carteles de advertencia de peligro en caso necesario.
- Indicadores de gálibos y cargas máximas en zonas de transporte.
- Esquemas unificares actualizados e instrucciones generales de servicio.
- Carteles normalizados (Normas de Trabajos A.T. Distancias de Seguridad, Primeros Auxilios).
- Notificación de Anomalías en las instalaciones siempre que se detecten.

Protecciones colectivas a utilizar: Circuito de puesta a tierra, protección contra sobreintensidades (cortacircuitos, fusibles e interruptores automáticos), protección contra sobretensiones (pararrayos, autoválvulas y explosores), protección frente a incendios (extintores, instalaciones fijas, paredes incombustibles, fosos y muros cortafuegos), protección frente a contactos eléctricos (pantallas macizas, enrejados, barreras...), sistemas de ventilación (natural o forzada), señalización y delimitación.

Protecciones individuales a utilizar: A nivel del suelo, colocarse sobre objetos aislantes (alfombra, banqueta, madera seca, etc.). Utilizar casco, guantes aislantes para B.T. y herramientas aisladas. Utilizar gafas de protección cuando exista riesgo particular de accidente ocular. Utilizar ropas secas y llevar ropa de lluvia en caso de lluvia. Las ropas no deben tener partes conductoras y cubrirán totalmente los brazos y las piernas.

Aislar, siempre que sea posible, los conductores o partes conductoras desnudas que estén en tensión, próximos al lugar de trabajo, incluido el neutro. El aislamiento se efectuará mediante fundas, telas aislantes, capuchones, etc.

Factor de riesgo: puesta en servicio en frío



Similar a lo recogido en la línea de M.T.

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA

Factor de riesgo: organización de la parcela

Es el riesgo derivado de los trabajos relativos a la preparación de la parcela como zona de trabajo.

RIESGOS ASOCIADOS MEDIDAS PREVENTIVAS

- Choques y atropellos causados por maquinaria (retroexcavadora).
- Golpes y heridas con herramientas.
- Inhalación de polvo.
- Caídas al mismo nivel.
- Sobreesfuerzos.
- Contactos eléctricos con herramientas mal aisladas o cables a ras de suelo.
- Nombramiento del encargado y de la cuadrilla de seguridad de la obra.
- Revisar el archivo documental de la obra.
- Utilización de la maquinaria y vehículos por personal competente y autorizado.
- El coordinador de seguridad y en su ausencia, el encargado de seguridad de la obra, vigilará que los trabajadores adoptan las medidas preventivas concretadas.
- Al descubrir cualquier tipo de conducción subterránea, se paralizarán los trabajos avisando a la dirección de obra para que dicte las acciones de seguridad a seguir.

Equipos de protección colectiva: Vallado del solar. Instalación eléctrica de obra con protección diferencial de media sensibilidad (300 mA) y toma de tierra.

Equipos de protección individual: Casco homologado, guantes de loneta para la manutención de herramientas y útiles. Botas antideslizantes homologadas con puntera metálica. Cinturón lumbar contra sobreesfuerzos. Ropa de trabajo (mono o pantalón y chaquetilla).

Señalización: Protección obligatoria de la cabeza (casco). Protección obligatoria de los pies (botas de seguridad). Prohibido aparcar en la zona de entrada de vehículos (puerta vehículos). Prohibido el paso de peatones por la entrada de vehículos (puerta vehículos).

Prohibida la entrada a toda persona ajena a la obra.

Factor de riesgo: movimiento de tierras

Es el riesgo derivado de los trabajos relativos a la realización de zanjas y vaciado del terreno:

RIESGOS ASOCIADOS MEDIDAS PREVENTIVAS

- Caídas desde el mismo nivel (resbalones).
- Inhalación de polvo.
- Ruidos.
- Golpes, atrapamientos.
- Caídas de personas a distinto nivel.
- Caídas de maquinaria a distinto nivel.
- Exposición a rigor climático.
- Sobreesfuerzos.
- Pisadas sobre objetos punzantes.
- Caída de objetos
- Desprendimientos, desplomes y derrumbes
- Proyecciones
- Explosiones
- Electrocutación
- Conocimiento de las instalaciones mediante planos.
- Notificación a todo el personal de la obra, de los cruzamientos y paralelismos con otras líneas eléctricas de alta, media y baja tensión, así como canalizaciones de agua, gas y líquidos inflamables.
- Hacer uso correcto de las herramientas necesarias para la apertura de la zanja, tanto si son:
 - manuales (picos, palas, et.)
 - mecánicas (perforador neumático) o
 - motorizadas (vehículos)
- Delimitar y señalizar la zona de trabajo.
- De debe entibar la zanja siempre que el terreno sea blando o se trabaje a más de 1,5 m de profundidad, comprobando el estado del terreno y entibado después de fuertes lluvias y cada vez que se reinicia el trabajo.



- Utilizar los equipos de protección individual preceptivos de esta fase.
- Los acopios estarán a más de 2m del borde de las zanjas.
- Utilización de la maquinaria de excavación por personal válido y autorizado.
- Utilización del camión basculante por personal válido y autorizado.
- Señalización de las zanjas mediante cinta plástica (roja y blanca).
- La coronación de taludes permanentes a las que deban acceder personas, se protegerán mediante una barandilla de 90 cm de altura con listón intermedio y rodapié y situada al menos a 2m del borde del talud.

Equipos de protección individual:

- Casco de seguridad homologado.
- Calzado antideslizante homologado.
- Guantes homologados para el trabajo con hormigón.
- Guantes de cuero para manipulación de ferralla.
- Mono de trabajo homologado.
- Protectores auditivos y cinturones antivibratorios.
- Mascarilla filtrante contra el polvo (filtro mecánico)
- Equipos de protección colectiva.
- Balizamiento de las zanjas.
- No se permitirá el acceso del personal a la zona de influencia de la maquinaria y ésta estará debidamente señalizada.
- Puesta a tierra de la maquinaria.
- Limitación del campo de actuación de la maquinaria.
- Las maniobras de aproximación de vehículos se realizarán con ayuda de un auxiliar.
- Topes de madera 30x20 cm en los bordes de las zanjas para limitar aproximación de vehículos.
- Barandilla o valla de altura mínima 1 m con barra intermedia y rodapié de suficiente resistencia en los bordes de zanjas, rampas y vaciados de profundidad mayor o igual a 2m.

Señalización:

- Peligro por caída a distinto nivel.
- Peligro por caída al mismo nivel.
- Maquinaria con dispositivo acústico de marcha atrás.

Factor de riesgo: transporte de materiales

Similar a lo recogido en la línea de M.T.

Factor de riesgo: canalización de la línea de b.t

Similar a lo recogido en la línea de M.T.

Factor de riesgo: cimentación

Es el riesgo derivado de los trabajos de cimentación que se deben llevar a cabo en la obra, la descripción de estos trabajos son:

- El hormigón se verterá con tolva desde grúa o canaleta o con camión bomba.
- Las paredes laterales de los muros se construirán con encofrado a dos caras soportado por codales metálicos. El encofrado se colocará desde borriquetas y las piezas serán manejadas por autogrúa.
- Para la recuperación de material deben respetarse los plazos anteriormente indicados.
- Los trabajos de izado y colocación se realizarán con camión-grúa. Los trabajos de soldadura se realizarán a pie de obra con soldadura manual con electrodo revestido y equipo transformador autónomo.

RIESGOS ASOCIADOS MEDIDAS PREVENTIVAS

- Caídas a distinto nivel.
- Caídas al mismo nivel por falta de orden y limpieza.
- Proyección violenta de partículas (sierras disco).
- Sobreesfuerzos por posturas obligadas.
- Pisadas sobre objetos punzantes.
- Atrapamiento en el manejo de puntales.
- Caída de objetos sobre las personas.



PFC: DIMENSIONAMIENTO ELÉCTRICO DE PARQUE FOTOVOLTAICO DE 4MW DE POTENCIA EN LA SIERRA DE LOARRE (HUESCA)

- No circular bajo cargas izadas.
- Utilizar los equipos de protección individual preceptivos.
- No realizar o suspender trabajos en altura con vientos superiores a 50 km/h o racheados, lluvia, nieve o cualquier otra situación climatológica adversa.
- No circular (camiones, grúas o plataformas) sobre cables eléctricos.
- Se entregará a los maquinistas las normas y exigencias de seguridad que les afecten específicamente.
- El maquinista será persona autorizada y capacitada para el desarrollo de las tareas que se le encomiendan.
- Se prohíbe desplazar el camión durante las operaciones ó movimientos de su brazo, con o sin carga.
- Antes de realizar cualquier operación, se extenderán los 4 apoyos de los que ha de estar dotado para asegurar su estabilidad.
- Se revisará el estado de sus elementos fundamentales: movimientos y funcionamiento de su brazo, estado de conservación de los ganchos de fijación, observancia de éstos respecto a la normativa vigente.
- Se prohíbe realizar esfuerzos por encima del límite de carga útil del camión.
- Se seguirán estrictamente las prescripciones de utilización, en especial, sobre cargas máximas que el fabricante del camión haya dispuesto.
- Se prohíbe estacionar a una distancia inferior a 3 metros del borde de las zanjas.
- Se prohíbe acceder a la máquina utilizando vestimenta sin ceñir y/o joyas, que puedan engancharse en los salientes y controles.
- Las aberturas en los pisos estarán siempre protegidas con barandillas de altura no inferior a 0,90 metros y con plintos y rodapiés de 15 centímetros de altura.
- Las aberturas en las paredes que estén a menos de 90 cm sobre el piso y tengan unas dimensiones mínimas de 75 cm de alto por 45 cm de ancho, y por las cuales haya peligro de caída de más de dos metros, estarán protegidas por barandillas, rejas u otros resguardos que complementen la protección hasta 90 cm sobre el piso y que sean capaces de resistir una carga mínima de 150 Kilogramos por metro lineal.
- Las plataformas de trabajo que ofrezcan peligro de caída desde más de dos metros estarán protegidas en todo su contorno por barandillas y plintos.
- Las barandillas y plintos o rodapiés serán de materiales rígidos y resistentes.
- La altura de las barandillas será de 90 cm como mínimo a partir del nivel del piso, y el hueco existente entre el plinto y la barandilla estará protegido por una barra horizontal o listón intermedio, o por medio de barrotes verticales con una separación máxima de 15 cm. Serán capaces de resistir una carga de 150 kg/m. Los plintos tendrán una altura mínima de 15 cm sobre el nivel del piso.

Equipos de protección individual:

- Casco de seguridad homologado tipo “N”.
- Guantes de cuero para manejo y transporte de tableros, vigas, trácteles, ferralla...
- Guantes de goma para manejo de hormigón y desencofrantes.
- Botas de seguridad homologadas con suela antideslizante y puntera metálica.
- Ropa de trabajo (mono).
- Cinturón de seguridad con dispositivo anticaídas.

Equipos de protección colectiva:

- Balizamiento de las zonas con riesgo de desprendimiento de materiales (materiales izados con camión-grúa, elementos colocados sin suficiente arriostamiento).
- Barandilla metálica de protección de 0,90 m con barra intermedia y rodapié de 0,15m en todas las alturas.
- Colocación en el forjado en que se esté trabajando de una red de poliamida de alta resistencia y malla de 70x70 que se atará a través de su cuerda perimetral (también de poliamida) a las pértigas metálicas.
- La señalización de riesgos de caída por borde de forjados mediante colocación de cinta plástica es una medida equivocada que no protege.
- No sustituir nunca la barandilla preceptiva y obligatoria por señalización o balizamiento.

Factor de riesgo: cubierta y cerramientos



Es el riesgo derivado de los trabajos en la cubierta y cerramientos del centro de transformación, la descripción de estos trabajos son:

Descripción de los trabajos.

- Colocación de los elementos de seguridad necesarios.
- Izado con camión-grúa y colocación manual de las placas de prefabricado.

RIESGOS ASOCIADOS MEDIDAS PREVENTIVAS

- Caída de personas desde altura.
- Quemaduras con el soplete por impericia o descuido.
- Golpes con elementos fijos de la estructura con el brazo de la grúa.
- Golpes, cortes y atrapamientos en manos con herramientas.
- Golpes por desplome de elementos suspendidos.
- Lesiones oculares por proyección de materiales a los ojos.
- Explosiones de equipo de soldadura por impericia en su manejo, exposición al calor, falta de limpieza de la boquilla, golpes, fugas de gas.
- Se suspenderán todos los trabajos en altura con vientos superiores a 50 km/h o racheados u otras condiciones climáticas adversas, asegurando todo elemento con riesgo de desprendimiento.
- Comprobar la estabilidad y resistencia de los andamios y/o escaleras.
- No circular bajo cargas izadas o personas trabajando en la misma vertical.
- No circular bajo la zona de influencia del brazo de la grúa.
- Asegurar el estado de los elementos de amarre de las piezas a izar: cables de acero, eslingas, trácteles, etc. Se entregará a los maquinistas las normas y exigencias de seguridad que les afecten específicamente. El maquinista será persona autorizada y capacitada para el desarrollo de las tareas que se le encomiendan.
- Antes de realizar cualquier operación, se extenderán los 4 apoyos de la que ha de estar dotado para asegurar su estabilidad. Se revisará el estado de sus elementos fundamentales: movimientos y funcionamiento de su brazo, estado de conservación de los ganchos de fijación, observancia de éstos respecto a la normativa vigente.
- Contactos eléctricos con equipos eléctricos mal aislados o puenteados.
- Atropellos a personas por realización de maniobras bruscas, a velocidad excesiva, sin señalización (o inadecuada) o sin suficiente visibilidad.
- Se prohíbe desplazar el camión durante las operaciones o movimientos de su brazo, con o sin carga.
- Se prohíbe realizar esfuerzos por encima del límite de carga útil del camión. Se seguirán estrictamente las prescripciones de utilización, cargas máximas que el fabricante del camión haya dispuesto.
- Se prohíbe estacionar a distancia inferior a 3 metros del borde de las zanjas. Se prohíbe acceder a la máquina utilizando vestimenta sin ceñir y/o joyas, que puedan engancharse en los salientes y controles.
- Observancia de las normas de seguridad sobre equipos de soldadura, camión-grúa, utilización de redes.

Equipos de protección individual.

- Casco de seguridad homologado tipo "N".
- Botas de seguridad con suela antideslizante.
- Guantes de cuero para manejo de piezas de hormigón o hierro.
- Ropa de trabajo (mono).
- Pantalla de soldador para trabajar con soplete.
- Guantes de soldador.
- Soldador (cuero hasta la muñeca) para trabajar con soplete.
- Cinturón de seguridad con dispositivo anticaídas (en su caso).
- Cinturón porta-herramientas.

Factor de riesgo: pintura

Es el riesgo derivado de los trabajos de pintura, la descripción de estos trabajos son:

Descripción de los trabajos.

- Preparación, lijado y pintado, con una mano de minio de plomo electrolítico y dos manos de esmalte graso en perfilería metálica.

RIESGOS ASOCIADOS MEDIDAS PREVENTIVAS

- Quemaduras.
- Salpicaduras a la cara.
- Caídas al mismo o distinto nivel por mal uso de medios auxiliares.
- Golpes por desprendimiento de materiales caídos desde andamios.



- Irritación ocular por hipersensibilidad.
- Eccemas y eritemas en la piel por contacto con pinturas y/o alergia a algún componente.
- Ventilación adecuada de los lugares donde se realicen trabajos.
- Los recipientes estarán alejados del calor y cerrados.
- Prohibido fumar en las zonas de trabajo.
- Orden y limpieza de la zona de trabajo.
- Disponer en la zona de trabajo del material mínimo necesario para realizar los trabajos.
- Procurar disponer de suficiente luz.

Equipos de protección individual:

- Guantes de goma.
- Calzado antideslizante.
- Mono de trabajo.
- Mascarilla protectora contra emanaciones de gases (en interiores).

Equipos de protección colectiva:

- Barandilla perimetral en los andamios (altura 0,90 con barra intermedia y rodapié).

Factor de riesgo: líneas de baja tensión

Es el riesgo derivado de los trabajos con líneas de baja tensión, la descripción de estos trabajos son:

Descripción de los trabajos.

- Acometida e instalación del cuadro general de distribución, (se incluyen interruptores magnetotérmicos, interruptor general, y demás aparataje).
- Cuadros de distribución secundarios.
- Tendido de las líneas principales y de las líneas interiores.
- Ejecución de conexiones.
- Tendido de cables.
- Empalmes y derivaciones.
- Bases de enchufes.
- Colocación de luminarias.
- Puesta a tierra.

RIESGOS ASOCIADOS MEDIDAS PREVENTIVAS

- Contactos directos por aproximación a instalaciones en tensión, produciendo cebado de arco eléctrico.
- Sobreesfuerzos en manipulación de cargas.
- Atropello por maquinaria de la obra.
- Caída de personas al mismo nivel
- Caída de objetos
- Utilización de máquinas-herramientas con doble aislamiento.
- Se colocara la señalización oportuna previo comienzo de los trabajos.
- Orden y limpieza en cada uno de los tajos, manteniendo libres de obstáculos las superficies de tránsito.
- Una línea eléctrica no podrá ser considerada sin tensión si no ha sido señalada como tal y se ha verificado.
- Totalmente prohibido manipular puntos en tensión sin utilizar guantes y herramientas aisladas.
- Se suspenderán los trabajos cuando haya tormentas próximas.
- Para efectuar trabajos en altura se utilizará tanto el casco protector con barboquejo, como amarres y cinturones de seguridad, si es preciso.
- Se evitara el uso innecesario de objetos metálicos y se llevarán las herramientas en canana.
- Poner a tierra y en cortocircuito todas las posibles fuentes de tensión.
- Comprobación y medición de la resistencia de la puesta a tierra.
- En proximidad de líneas subterráneas:
 - Solicitar el descargo de la línea en trabajos con herramientas y útiles
 - manuales (distancia inferior a 0,5 m) o en operaciones con útiles mecánicos (distancia inferior a 1 m)
 - Si no es posible el descargo, eliminar los reenganches.
 - Manipulaciones de cables: con descargo solicitado y usando elementos aislantes adecuados al nivel de tensión.
 - Usar medios de protección adecuados (alfombras y guantes aislantes).
 - Medidas preventivas a adoptar por el Jefe de Trabajos: conocimiento de las instalaciones mediante planos, notificación de la proximidad de conductores en tensión, señalización de los cables, designación de vigilante de los trabajos y aislamiento selectivo de cables.



- Utilizar casco, guantes aislantes para B.T. y herramientas aisladoras.
- Utilizar gafas de protección cuando exista riesgo particular de accidente ocular.

RIESGOS ASOCIADOS MEDIDAS PREVENTIVAS

- Contactos eléctricos
- Arco eléctrico
- electrocución
- Caídas al mismo nivel por mal uso de medios auxiliares.
- Caídas a distinto nivel en colocación de líneas y transformador.
- En la proximidad de partes en tensión:
 - Aislar con pantallas las partes conductoras desnudas baja tensión.
 - Mantener distancias de seguridad.
 - Utilizar herramientas eléctricas aisladas.
 - Transportar por dos personas los elementos alargados. Cumplimiento de las disposiciones legales existentes:
 - Protección frente a sobreintensidades y sobretensiones: fusibles e interruptores de corte.
 - Puestas a tierra en buen estado: comprobar anualmente o cuando por su estado deficiente.
- Mantenimiento de distancias en cruzamientos y paralelismos: con líneas de alta tensión, carreteras, fachadas...
- A nivel del suelo, colocarse sobre objetos aislantes (alfombras, banqueta, madera seca, etc.)
- Aislar, siempre que sea posible, los conductores o partes conductoras desnudas que estén en tensión, próximos al lugar de trabajo, incluido el neutro. El aislamiento se efectuará mediante fundas, telas aislantes, capuchones, etc.
- Comprobación y medición de la resistencia de la puesta a tierra.
- No se restablecerá el servicio hasta finalizar completamente los trabajos y nunca hasta comprobar que no existe peligro alguno.
- No se permitirá la utilización de la máquina de elevación a no ser por personal autorizado. No circular bajo cargas izadas.
- No permanecer bajo radio de acción de maquinaria de elevación.
- Se cuidará el mantenimiento de la maquinaria y en especial por razones de seguridad.

Equipos de protección colectiva:

- Protección frente a contactos eléctricos (aislamientos, puestas a tierra, dispositivos de corte por intensidad o tensión de defecto).
- Protección contra sobreintensidades (fusibles e interruptores automáticos), protección contra sobretensiones (descargadores a tierra), señalización y delimitación.
- Taburetes y alfombrillas aislantes.
- Capuchones, vainas y pantallas de seguridad.
- Comprobadores de tensión.
- Maquinaria con doble aislamiento.

Equipos de protección individual:

- Ropa de trabajo en materiales no sintéticos, lana, algodón.
- Gafas y/o pantallas faciales según MT-16.
- Casco de seguridad homologado clase N para uso generalizado.
- Casco de seguridad dieléctrico clase E-AT para trabajos en alta tensión.
- Cinturones de seguridad para trabajos en altura.
- Calzado de seguridad aislante.
- Guantes para trabajos eléctricos (aislantes), según MT-4.

Factor de riesgo: trabajos en frío

Similar a la línea de M.T y centro de inversores y transformación.

9.4 Identificación de los riesgos en herramientas

Las diferentes herramientas a utilizar durante la ejecución de una obra llevan asociados una serie de riesgos ante los cuales deberán adoptarse unas medidas preventivas. En una obra relativa a un proyecto de instalaciones fotovoltaicas, las herramientas para llevar a cabo las tareas asignadas en este tipo de obra conllevan los factores de riesgos que se describen a continuación:

FACTOR DE RIESGO: SIERRA RADIAL



RIESGOS ASOCIADOS MEDIDAS PREVENTIVAS

- Cortes y amputaciones en extremidades.
- Contactos eléctricos.
- Sobreesfuerzos.
- Atrapamientos.
- Proyección de partículas.
- Inhalación de polvo.
- Rotura del disco.
- Incendio.
- Comprobación de las operaciones de Utilización por personal autorizado y cualificado.
- Doble aislamiento eléctrico y toma de tierra incluida en el mismo cable de alimentación.
- Disco protegido mediante carcasa antiproyecciones.
- Controlar los dientes del disco para evitar que se produzca una fuerza de atracción hacia el disco.
- Deberá existir un interruptor cerca de la zona de mando.
- Prohibido realizar reparaciones con la máquina en marcha.
- Prohibido dejar la máquina-herramienta en el suelo.
- La zona de trabajo deberá estar limpia de serrín y virutas para evitar incendios.
- En caso de utilizarse para cortar madera, ésta estará desprovista de clavos.
- Trabajar con el disco abrasivo, preferentemente en húmedo ó con instalación de extracción de polvo. Utilizar, si es preciso, prendas de Protección Individual (adaptador facial y filtro mecánico).

Equipos de protección individual:

- Casco de seguridad homologado tipo “N”.
- Mono de trabajo (suficientemente ceñido para evitar atrapamientos).
- Botas de seguridad homologadas con suela antideslizante, plantilla anticlavos y puntera metálica.
- Protectores auditivos (tipo tapones).

FACTOR DE RIESGO: TALADRO

Es el riesgo derivado de las operaciones con taladro:

RIESGOS ASOCIADOS MEDIDAS PREVENTIVAS

- Proyección de partículas.
- Heridas y atrapamientos por utilización incorrecta.
- Inhalación de polvo.
- Prohibido su uso por personal no autorizado.
- Será utilizada por personal competente y autorizado.
- Doble aislamiento eléctrico.
- Motor protegido por carcasa.
- Prohibido realizar reparaciones con la máquina en marcha.
- Revisar periódicamente su estado de conservación, así como el de la broca.
- Revisar el cableado para evitar electrocución.
- Apretar suficientemente la broca.
- Enfriar la broca a intervalos regulares si su uso es prolongado.
- No utilizar vestimentas holgadas, para evitar atrapamientos.

Equipos de protección individual.

- Guantes de cuero.
- Calzado antideslizante.
- Pantalla de protección ocular cuando haya riesgo de proyección de partículas.
- Mono de trabajo suficientemente ceñido, especialmente las mangas.
- Plantillas anticlavo.
- Protectores auditivos tipo tapones.

FACTOR DE RIESGO: HERRAMIENTAS PROPIAS DE OBRAS

Es el riesgo derivado de las operaciones con herramientas propias de las obras, en este apartado se incluyen el resto de herramientas propias de las obras de construcción: Martillo, llana, alicates, llave inglesa, cincel, paleta, azada, pistola clavadora, etc.

RIESGOS ASOCIADOS MEDIDAS PREVENTIVAS

- Inhalación de polvo
- Golpes, cortes y atrapamientos
- Utilizar los equipos de Protección Individual necesarios para cada operación.
- Utilizar la herramienta propia para cada actividad.



- Mantener el lugar de trabajo limpio y ordenado, evitando dejar la herramienta en lugares de tránsito, especialmente plataformas de andamios, cubierta, retejado, etc.
- Ø Equipos de protección individual.
- Casco de seguridad homologado tipo "N".
 - Guantes de cuero.
 - Guantes de plástico para manejo de hormigón y/o morteros.
 - Calzado de seguridad con suela antideslizante.
 - Cinturón porta-herramientas.

9.5 Identificación de los riesgos en maquinaria

La diferente maquinaria involucrada en las diferentes tareas de la obra lleva asociada una serie de riesgos ante los cuales deberán adoptarse unas medidas preventivas. En una obra relativa a un proyecto de instalaciones fotovoltaicas, la maquinaria para llevar a cabo las tareas asignadas en este tipo de obra conlleva los factores de riesgos que se describen a continuación.

FACTOR DE RIESGO: CAMIÓN DE TRANSPORTE DE MATERIALES

Es el riesgo derivado de las operaciones con camiones.

Descripción de los trabajos:

- Transporte de materiales hasta pie de obra (zona de acopio).
- Transporte de materiales desde obra.

RIESGOS ASOCIADOS MEDIDAS PREVENTIVAS

- Choques al entrar y salir de la obra por maniobras en retroceso, falta de visibilidad, ausencia de señalizaciones,
- ausencia de señalización.
- Vuelco del camión por superar obstáculos, fuertes pendientes, medias laderas, desplazamiento de la carga.
- Caídas desde la caja al suelo por caminar sobre la carga, subir y bajar por lugares no previstos para ello.
- Proyección de partículas por viento o movimiento de la carga.
- Atrapamiento entre objetos por permanecer entre la carga en los desplazamientos del camión.
- Atrapamientos en las labores de mantenimiento.
- Revisión periódica de frenos y neumáticos.
- Previo a comenzar sus tareas, se revisará el estado de sus elementos fundamentales.
- Respetará todas las normas del Código de la Circulación.
- Las maniobras serán dirigidas por un señalista.
- Será manejado por personal autorizado y competente.
- El personal de obra se encontrará fuera del radio de acción de la máquina.
- Se entregará a los maquinistas las normas y exigencias de seguridad que les afecten específicamente.
- Se prohíbe acceder a la máquina utilizando vestimenta sin ceñir y/o joyas que puedan engancharse en los salientes y controles.

FACTOR DE RIESGO: MOTONIVELADORA

Es el riesgo derivado de las operaciones con motoniveladora.

Descripción de los trabajos:

- Nivelación y explanación del terreno (añadir zahorra) a la cota deseada para su posterior compactación con rodillo autopropulsado.

RIESGOS ASOCIADOS MEDIDAS PREVENTIVAS

- Vuelco de la máquina, resaltos en el terreno, sobrepasar obstáculos, pendientes superiores a las admisibles, velocidad inadecuada.
- Choque entre máquinas.
- Atoramiento en barrizales.
- Incendio por almacenar combustibles sobre la máquina.
- Quemaduras en trabajos de mantenimiento por impericia.
- Caídas de personas desde la máquina.
- Proyección violenta de objetos (fragmentos de roca o tierra).
- Ruido propio o ambiental.
- Vibraciones (puesto de mando sin aislar)
- Será manejado por personal autorizado y competente.
- El personal de obra se encontrará fuera del radio de acción de la máquina.



- Se entregará a los maquinistas las normas y exigencias de seguridad que les afecten específicamente.
- Previo a comenzar sus tareas, se revisará el estado de sus elementos fundamentales.
- Se prohíbe acceder a la máquina utilizando vestimenta sin ceñir y/o joyas que puedan engancharse en los salientes y controles.

FACTOR DE RIESGO: RETROEXCAVADORA Y PALA EXCAVADORA

Es el riesgo derivado de las operaciones con retroexcavadora y pala excavadora.

Descripción de los trabajos:

- Excavación de zanjas de cimentación y apertura de las zanjas correspondientes a las distintas redes.

RIESGOS ASOCIADOS MEDIDAS PREVENTIVAS

- Contactos eléctricos.
- Atropellos.
- Caída y vuelco en zanjas.
- Utilización por personal capacitado y autorizado.
- Al circular lo hará con la cuchara plegada.
- El personal de obra se encontrará fuera del radio de acción de la máquina.
- No circular a velocidad excesiva ni realizar maniobras bruscas.

FACTOR DE RIESGO: CAMIÓN PLUMA O GRÚA

Es el riesgo derivado de las operaciones con camión pluma ó pluma grúa.

Descripción de los trabajos:

- Izado de cargas (pilares y vigas de estructura metálica, placas para cubierta, armaduras, zapatas...).

RIESGOS ASOCIADOS MEDIDAS PREVENTIVAS

Caídas al subir o bajar a la zona de mandos por lugares imprevistos.

Vuelco del vehículo (exceso de carga, falta de sustentación, caída en huecos horizontales).

Niveles sonoros altos (ruido motor en izado de cargas).

Golpeo de la carga ó de los elementos de la grúa con el andamiaje o con las construcciones adyacentes.

- Desprendimiento de la carga por eslingado peligroso.
 - Golpes de la carga a paramentos verticales u horizontales durante las maniobras de servicio.
 - Contactos eléctricos con líneas de alta tensión o cableado
 - Antes de comenzar cualquier operación se entregará a los maquinistas las normas y exigencias de seguridad que les afecten específicamente.
 - El maquinista será persona autorizada y capacitada para el desarrollo de las tareas que se le encomiendan.
 - Se prohíbe desplazar el camión durante las operaciones ó movimientos de su brazo, con o sin carga.
 - Antes de realizar cualquier operación se extenderán los 4 apoyos de los que ha de estar dotado para asegurar su estabilidad.
 - No izar cargas a granel.
 - Se revisará diariamente el estado de sus elementos fundamentales:
 - movimiento y funcionamiento de su brazo, estado de conservación de los ganchos de fijación y cables, eslingas, observancia de estos respecto a la normativa vigente.
 - Se prohíbe realizar esfuerzos por encima del límite de carga útil del camión.
 - Se seguirán estrictamente las prescripciones de utilización y cargas máximas que el fabricante del camión haya dispuesto.
 - Se prohíbe estacionar a distancias inferiores a 2 metros del borde de las zanjas.
 - Se prohíbe terminantemente su utilización en condiciones de vientos superiores a 50 km/h o racheados.
 - Protecciones individuales.
- Casco de seguridad certificado "CE" para cuando se abandone la cabina.
 - Ropa de trabajo (mono o pantalón y chaquetilla).
 - Botas de seguridad homologadas con suela antideslizante y puntera metálica.

FACTOR DE RIESGO: CAMIÓN HORMIGONERA

Es el riesgo derivado de las operaciones con el camión hormigonera.

Descripción de los trabajos:

- En todas las operaciones que requieran hormigonado: forjados, relleno de zanjas, solados...

RIESGOS ASOCIADOS MEDIDAS PREVENTIVAS

- Contactos eléctricos directos.



- Dermatitis por contacto con el hormigón.
- Caída a distinto nivel por superficie de tránsito peligrosa, empuje de la canaleta por movimientos fuera de control del camión hormigonera en movimiento.
- Atrapamiento de miembros en el montaje y desmontaje de la canaleta.
- Antes de comenzar cualquier operación se entregará a los maquinistas las normas y exigencias de seguridad que les afecten específicamente.
- El maquinista será persona autorizada y capacitada para el desarrollo de las tareas que se le encomiendan.
- Se revisará diariamente el estado de sus elementos fundamentales:
- movimientos y funcionamiento de su brazo, estado de conservación de los ganchos de fijación y cables, observancia de éstos respecto a la normativa vigente.

9.6 Señalización

SEÑALIZACIÓN ELEGIDA

De acuerdo al Real Decreto 485/97 sobre Señalización de Seguridad y Salud en el Trabajo, la señalización en materia de Seguridad, que se colocará en sitio visible, será:

- Ø Señales de advertencia (triangular con dibujo negro sobre fondo amarillo).
 - Caída a distinto nivel: riesgo que se manifiesta al trabajar en altura.
 - Materias inflamables: riesgo en los equipos de soldadura oxiacetilénica.
 - Materias suspendidas: riesgo en los materiales izados por el camión-grúa.
- Ø Señales de prohibición (redonda con dibujo negro en fondo blanco; borde y banda rojos).
 - Prohibido el paso a personas ajenas a la obra.
 - Prohibido estacionar: en la puerta de acceso de vehículos.
 - Prohibido fumar: en las proximidades de los lugares de utilización de equipos de soldadura.
- Ø Señales de obligación (redonda con dibujo blanco sobre fondo azul).
 - Protección obligatoria de la cabeza.
 - Protección obligatoria de los pies.
 - Protección obligatoria de las manos (trabajo con hormigón, redondos de acero, elementos punzantes, manutención de perfiles).
- Ø Señales relativas a los equipos contra incendios (rectangular; dibujo blanco sobre fondo azul).
 - Extintor.
 - Dirección localización del equipo de extinción.
- Ø Señales relativas a los equipos de primeros auxilios (rectangular; dibujo blanco sobre fondo verde).
 - Localización del botiquín.
 - Dirección localización del botiquín.

9.7 Conclusiones

El presente Estudio Básico de Seguridad precisa las normas genéricas de seguridad y salud aplicables a la obra de qué trata el proyecto “Dimensionamiento eléctrico de Parque Fotovoltaico de 4MW de potencia en la Sierra de Loare (Huesca) “. Identifica, a su vez, los riesgos inherentes a la ejecución de las mismas y contempla previsiones básicas e informaciones útiles para efectuar, en condiciones de seguridad y salud, las citadas obras.

Huesca, 1 de Junio de 2016
Fdo: Juan Carlos Pérez Castán

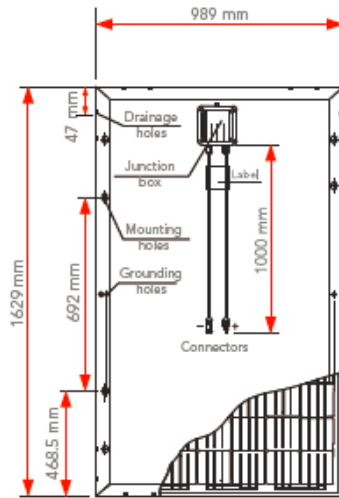


Anexo 3. Características técnicas de los Equipos.

10.1 Módulos fotovoltaicos

AS-P602 SOLAR MODULE

Polycrystalline solar module
60 cells per module (156 x 156 mm)



PERFORMANCE UNDER STANDARD TEST CONDITIONS (STC):

		AS-P602 255	AS-P602 260	AS-P602 265
Maximum power	P_{max}	255 Wp	260 Wp	265 Wp
Open circuit voltage	U_{oc}	37.60 V	37.78 V	37.91 V
Max. power voltage	U_{mpp}	29.86 V	30.02 V	30.18 V
Short circuit current	I_{sc}	8.90 A	9.02 A	9.15 A
Max. power current	I_{mpp}	8.54 A	8.66 A	8.78 A
Module efficiency	η_m	15.93 %	16.24 %	16.56 %

Measurement tolerance STC: $\pm 3\%$ (P_{max}), $\pm 10\%$ (U_{oc} , U_{mpp} , I_{sc} , I_{mpp}); values at standard test conditions (STC: air mass 1.5, irradiance 1000 W/m², cell temperature 25°C); temperature tolerance $\pm 2^\circ\text{C}$.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS:

Nominal operating cell temperature (NOCT)	43.4°C
Temperature coefficient of maximum power P_{max}	-0.46 %/°C
Temperature coefficient of open circuit voltage U_{oc}	-0.33 %/°C
Temperature coefficient of short circuit voltage I_{sc}	0.044 %/°C
Operating temperature	-40°C to 85°C

WARRANTY INFORMATION:

Covered with extended AEG Industrial Solar Warranty on maximum Power Production:

25 years warranty:
More than 90 %
in the first 10 years

More than 80 %
for the following 15 years

CHARACTERISTICS

Dimensions	1629 mm x 989 mm x 40 mm	Cable	4 mm ² , 1000 mm
Weight	19 kg	Connector	MC4 compatible
Front cover	3.2 mm tempered glass	Packaging	26 (p) / 728 (c) pcs
Frame	Anodized Aluminum	System Voltage	1000 V (DC)
Junction Box	IP67, 3 diodes	Max. Series Fuse	12 A

Specifications are subject to change. Product code: AS-P602-G6N1 255-265, version 201511.1.EN

Tabla 1.10.1. Ficha técnica de los módulos AEG P-602

10.2 Estructura soporte.

Tipologías Estructurales para Instalaciones Solares Fotovoltaicas

ESTRUCTURAS FIJAS

HFH-5PH/T

DIVISIÓ DE ESTRUCTURAS

1.- PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LAS ESTRUCTURAS.

- La calidad del acero en todos los elementos que componen estas estructuras es S-235/275JR.
- Las estructuras son adaptables a las diferentes dimensiones de los paneles del mercado (Cinco filas de paneles) incluso con la estructura montada.
- Todos los elementos estructurales así como la tomillería son galvanizados en caliente por inmersión según UNE-EN ISO 1461.
- Se pueden suministrar los elementos con otras calidades y acabados en función del requerimiento del cliente y basado en la norma UNE-EN 10.326 (E): S250GD + Z275).
- Los elementos galvanizados presentan una durabilidad conforme a lo establecido en la norma UNE-EN ISO 14.713, en función del tipo de ambiente al que se encuentran expuestos.
- En estas estructuras las uniones entre todos los elementos son atomilladas, no existiendo soldaduras ni antes ni después del proceso de acabado.
- Facilidad en el montaje debido a la sencillez de sus elementos y uniones.
- No necesita cimentación ni ningún tipo de obra civil.

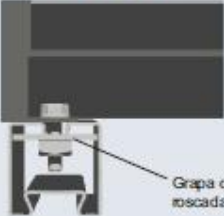
2.- HIPÓTESIS DE CARGAS CONSIDERADAS EN EL DISEÑO Y CÁLCULO DE LAS TIPOLOGÍAS ESTRUCTURALES.

- Carga de Peso Propio.
(Paneles + estructura).
- Carga de Nieve.
(Según norma de cálculo en función de las necesidades y ubicación de la obra).
- Carga de Viento considerada.
(Según norma de cálculo en función de las necesidades y ubicación de la obra).

3.- DETALLES

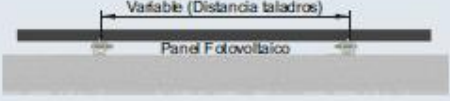
- La Posición de la Viga Secundaria se determinará según la situación de los Taladros en el Panel Fotovoltaico.

Panel Solar



Grapa con embudición rosca M6

Variable (Distancia taladros)



Panel Fotovoltaico

Tabla 1.10.2. Ficha técnica de la estructura soporte sobre suelo GESAMP SOLAR STEEL – HIASA HFH-5PH/T.

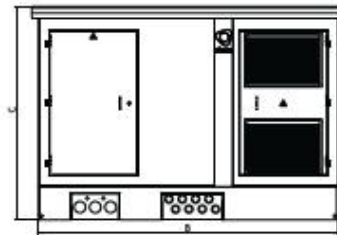
10.3 Envoltentes centro de inversores y transformación.

Características técnicas

Características eléctricas						
Media Tensión	Hasta 36 kV - 50 Hz					
Baja Tensión	Hasta 1000 V					
Normafix	Hasta 36 kV 400/630 A					
Fluofix	Hasta 36 kV 400/630 A					
Transformador	Tensión nominal hasta 36 kV			Potencia hasta 1000 kVA*		
Dimensiones exteriores de los edificios						
Modelo	PBT-3500	PBT-4500	PBT-5500	PBT-6500	PBT-7500	PBT-8500
Profundidad (A) mm	2520	2520	2520	2520	2520	2520
Ancho (B) mm	3500	4500	5500	6500	7500	8500
Altura (C) mm	3200/3500	3200/3500	3200/3500	3200/3500	3200/3500	3200/3500

(*) Para potencias superiores 1000 kVA el edificio será de ejecución especial.

Además de las configuraciones base, Efacec cuenta con un equipo de Ingeniería que planifica y lleva a cabo las diversas configuraciones de PUCRET de acuerdo a las necesidades de los proyectos y el cliente.



Tipos de configuración usuales

Centro de Transformación compañía 1 trafo		
Centro de Transformación compañía - Abonado 1 trafo		
Centro de Transformación compañía 2 trafo		
Centro de Transformación compañía - Abonado 2 trafo		
Centro de Seccionamiento		
Centro Rural		

Debido al continuo desarrollo, las características pueden ser cambiadas sin previo aviso. Sin válidas como documento contractual.

Tabla 1.10.3. Ficha técnica envoltente prefabricada

10.4 Inversor

Technical Data	Sunny Central 1000CP XT
Input [DC]	
Max. DC power (@ cos φ = 1)	1,122 kW
Max. input voltage	1,000 V
$V_{MPP,max}$ at $I_{DC,max}$	596 V
MPP voltage range (@ 25°C / @ 40°C / @ 50°C) ^{1,2}	688 to 850 V ³ / 625 to 850 V ³ / 596 to 850 V ³
Rated input voltage	688 V
Max. input current	1,635 A
Max. DC short-circuit current	2,500 A
Number of independent MPP inputs	1
Number of DC inputs	9
Output [AC]	
AC power (@ 25°C / @ 40°C / @ 50°C)	1,100 kVA / 1,000 kVA / 900 kVA
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range	405 V / 365 V to 465 V
AC power frequency / range	50 Hz, 60 Hz / 47 Hz to 63 Hz
Rated power frequency / rated grid voltage	50 Hz / 405 V
Max. output current / max. total harmonic distortion	1,568 A / 0,03
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0.9 overexcited to 0.9 underexcited
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
Efficiency⁴	
Max. efficiency / European efficiency / CEC efficiency	98.7% / 98.4% / 98.5%
Protective devices	
Input-side disconnection device	Motor-driven load-break switch
Output-side disconnection device	AC circuit breaker
DC overvoltage protection	Type I surge arrester
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III
Stand-alone grid detection active / passive	● / -
Grid monitoring	●
Ground fault monitoring	○ / ○
Insulation monitoring	○
Surge arrester for auxiliary power supply	●
Protection class (according to IEC 62103) / overvoltage category (according to IEC 60664-1)	I / III
General data	
Dimensions (W / H / D)	2,562 / 2,272 / 956 mm (101 / 89 / 38 inches)
Weight	1900 kg / 4300 lb
Operating temperature range	-25°C to 62°C / -13°F to 144°F
Extended operating temperature range	○ [-40°C to 62°C / -40°F to 144°F]
Noise emission ⁵	68 db(A)
Max. self-consumption (operation) ⁶ / self-consumption (night)	1950 W / < 100 W
External auxiliary supply voltage	230 V / 400 V (3 / N / PE)
Cooling concept	OptiCool
Degree of protection electronics / connection area (according to IEC 60529) / according to IEC 60721-3-4	IP54 / IP43 / AC2, 452
Application in unprotected outdoor environments / indoor	● / ○
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	15% ... 95%
Maximum operating altitude above MSL 2,000 m / 4000 m	● / ○
Fresh air consumption (inverter)	3000 m ³ /h
Features	
DC connection / AC connection	Ring terminal lug / ring terminal lug
Display	HMI touch display
Communication / protocols	Ethernet (optical fiber optional), Modbus
DC current monitoring (Zone monitoring / String monitoring)	○ / ○
SC-COM / Plant monitoring	● / ○ (Via Sunny Portal)
Color enclosure / door / base / roof	RAL 9016 / 9016 / 7004 / 7004
Guarantee: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 years	● / ○ / ○ / ○ / ○ / ○
Configurable grid management functions	Power reduction, reactive power setpoint, dynamic grid support (e.g. LVRT)
Certificates and approvals (more available on request)	EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EMC-conformity, CE-conformity, BDEW-MSRL / FGW / TR8, Annex du 23/04/08, R.D. 1663 / 2000, R.D. 661 / 2007, P.O. 12.3 / IEEE 1547 ⁷
● Standard features ○ Optional features - Not available	
Type designation	SC 1000CP-10

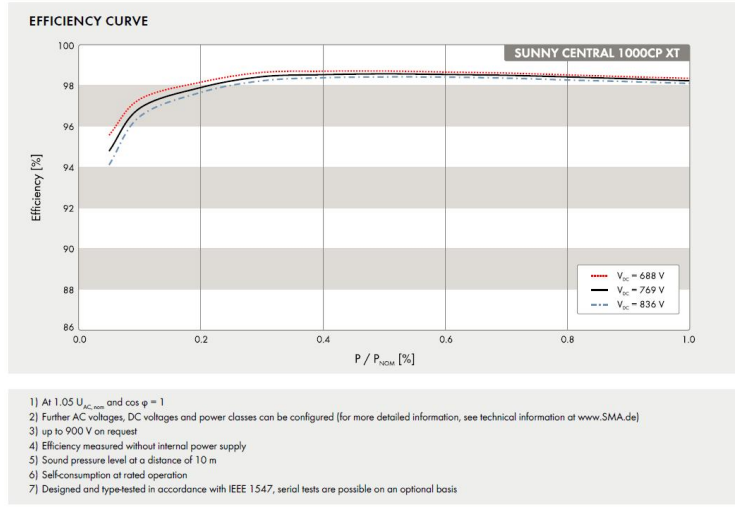


Tabla 1.10.4. Ficha técnica del inversor inversor SMA SUNNYCENTRAL 1000CP.



10.5 Transformador

Potència / Rated power		kVA	160	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	
Tensão mais elevada Highest voltage ≤ 17,5 kV	Perdas em vazio / No-load losses	W	460	650	770	930	1100	1300	1550	1800	2150	2550	2900	3550	
	Perdas devides à carga / Load losses (75°C)	W	2350	3250	3900	4600	5500	6500	8200	10200	12100	14500	17500	21000	
	Tensão CC / Impedance voltage (75°C)	%	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	
	Corrente nominal (BT) / Rated current (LV)	A	219,9	343,7	433,0	549,9	687,3	866,0	1099,7	1374,6	1718,3	2199,4	2749,3	3436,6	
	Corrente CC (BT) / Short-circuit current (LV)	kA	5,5	8,6	10,8	13,7	17,2	21,7	24,4	30,5	38,2	48,9	61,1	76,4	
	Rendimentos / Efficiency (75°C)														
	cos φ = 1,0	50%		98,69%	98,83%	98,89%	98,96%	99,01%	99,07%	99,10%	99,13%	99,17%	99,23%	99,27%	99,30%
		75%		98,52%	98,68%	98,75%	98,83%	98,88%	98,95%	98,97%	99,00%	99,04%	99,11%	99,15%	99,18%
		100%		98,24%	98,44%	98,52%	98,62%	98,68%	98,76%	98,78%	98,80%	98,86%	98,93%	98,98%	99,02%
	cos φ = 0,8	50%		98,36%	98,54%	98,62%	98,70%	98,76%	98,84%	98,88%	98,91%	98,97%	99,04%	99,09%	99,12%
		75%		98,14%	98,35%	98,43%	98,53%	98,60%	98,69%	98,72%	98,74%	98,81%	98,88%	98,94%	98,98%
		100%		97,80%	98,05%	98,15%	98,27%	98,35%	98,45%	98,48%	98,50%	98,58%	98,67%	98,73%	98,77%
	Queda de tensão / Voltage drop (75°C)														
	cos φ = 1,0	%		1,54%	1,37%	1,31%	1,22%	1,17%	1,10%	1,13%	1,12%	1,07%	1,01%	0,98%	0,94%
		%		3,43%	3,33%	3,30%	3,25%	3,22%	3,18%	3,49%	3,49%	3,45%	3,42%	3,40%	3,37%
Potência sonora / Sound power level (L _{wa})		db(A)	62	65	65	65	69	70	72	73	73	74	74	76	
Potència / Rated power		kVA	160	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	
Toleràncies dimensionals / Dimensional Tolerances			± 5%												
Tensão mais elevada Highest voltage ≤ 17,5 kV	Dimensões / Dimensions (mm)		A	810	1174	1224	1324	1414	1424	1524	1474	1564	1924	2074	2014
			B	790	834	814	904	994	934	1074	984	1074	1074	1154	1074
			(10 kV) C	1081	1132	1232	1282	1286	1336	1512	1665	1746	1815	2015	2379
			(15 kV) C	1206	1257	1357	1407	1407	1457	1557	1710	1791	1841	2041	2379
			D	821	872	972	1022	1022	1072	1172	1325	1406	1456	1656	1924
			F	520	520	670	670	670	670	670	820	820	820	820	820
			G	150	150	150	150	150	150	150	150	150	165	165	200
			H	185	180	180	180	264	264	340	340	340	359	359	455
			(10 kV) I	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260
			(15 kV) I	385	385	385	385	385	385	385	385	385	385	385	385
			J	265	265	265	265	265	265	265	265	265	265	265	265
			K	120	140	130	150	150	140	160	190	190	160	200	190
			L	140	160	150	170	155	145	155	185	185	145	185	155
			M	125	125	125	125	125	125	125	125	200	200	200	200
			N	40	40	40	40	40	40	40	40	70	70	70	70
Massa do óleo / Oil weight		kg	130	170	200	250	250	265	365	490	495	600	970	1010	
Massa Total / Total weight		kg	670	875	1010	1200	1350	1540	1885	2260	2640	3330	4230	4950	

Tabla 1.10.5. Ficha técnica del transformador 2400 kVA EFACEC.

10.6 Servicios auxiliares
10.6.1 Extractores



Ventiladores helicoidales murales
Serie COMPACT MURAL HCFB/HCFT - HÉLICE DE PLÁSTICO



HCGB/2-315/I- E71 (220V50) V5



+ Conexión eléctrica



Tipo de red eléctrica	Tipo de motor	Conexión	Velocidad
MONOFÁSICA 220V 50Hz, 240V 50Hz	230V 50Hz	Según esquema del aparato	Rápida
TRIFÁSICA 220V 50Hz 240V 50Hz	230/400V 50Hz		Rápida
			Lenta*
TRIFÁSICA 380V 50Hz 415V 50Hz	230/400V 50Hz		Rápida
	400V 50Hz		Rápida
			Lenta*

* Para los modelos que admiten regulación en tensión mediante RMT

+ Dimensiones

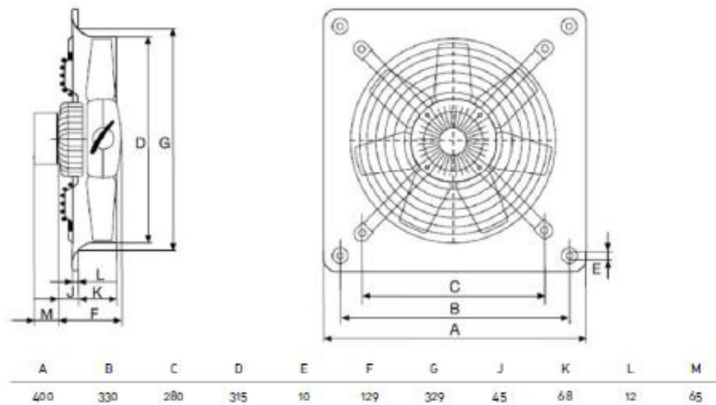


Tabla 1.10.6.1. Ficha técnica del extractor HCGB/2-315 W de SOLER Y PALAU.

10.6.2 Alumbrado y fuerza



Versiones estándar, con reactancia electrónica, doble aislamiento y emergencia para fluorescencia T8

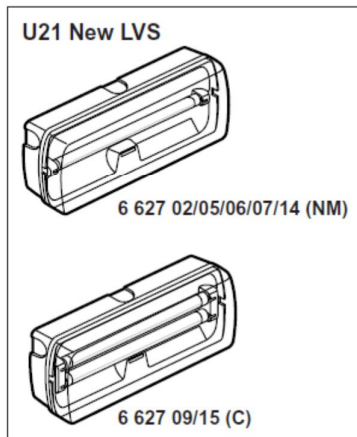
Tabla de selección

PANTALLAS ESTANCAS IP65						
P(W)	SIGLA ILCOS	FLUJO (lm)	DIMENSIONES AxBxC(mm)	REACTANCIA ELECTROMAGNÉTICA	REACTANCIA ELECTRÓNICA	CLASE II (*)
1x18	FD	1.350	680x450x135	GW 80 001	GW 80 141	GW 80 161
1x36	FD	3.000	1290x800x135	GW 80 002	GW 80 142	GW 80 162
1x58	FD	5.200	1590x1100x135	GW 80 003	GW 80 143	GW 80 163
2x18	FD	2.700	680x450x195	GW 80 004	GW 80 144	GW 80 164
2x36	FD	6.700	1290x800x195	GW 80 005	GW 80 145	GW 80 165
2x58	FD	10.400	1590x1100x195	GW 80 006	GW 80 146	GW 80 166

(*) Reactancia electromagnética

Tabla 7. Datos de pantallas estancas GEWISS.

6 627 02/05/06/07/09/14/15



6 627 02	1h - NM	IP 42 - IK 04	100 lm	L 6W 840 G5
6 627 05	1h - NM	IP 42 - IK 04	160 lm	L 6W 840 G5
6 627 06	1h - NM	IP 42 - IK 04	200 lm	L 6W 840 G5
6 627 07	1h - NM	IP 42 - IK 04	300 lm	L 6W 840 G5
6 627 09	1h - C	IP 42 - IK 04	160 lm	2*L 6W 840 G5
6 627 14	3h - NM	IP 42 - IK 04	100 lm	L 6W 840 G5
6 627 15	3h - C	IP 42 - IK 04	100 lm	2*L 6W 840 G5

Tabla 1.10.6.2. Datos de luminaria de emergencia LEGRAND.

10.6.3 Sonda de temperatura



AKO-14723

Rango de temperatura:	-50°C a 99°C
Temperature range:	(-58°F a 211°F)
Entrada S1 para sonda NTC:	AKO-149XX
S1 input for NTC probe:	
Entrada S2 para sonda NTC:	AKO-149XX
S2 input for NTC probe:	
Precisión del controlador:	±1°C
Controller accuracy:	
Tolerancia de la sonda a 25°C:	±0,4°C
Probe tolerance at 25°C:	
Relé R1:	16(4)A*, 250V, cosφ=1, SPST
Relay R1:	
Relé R2:	8A*, 250V, cos φ=1, SPDT
Relay R2:	
Potencia máxima absorbida:	5VA
Maximum input power:	
Temperatura ambiente de trabajo:	5°C a 40°C
Working ambient temperature:	
Temperatura ambiente de almacenaje:	-30°C a 70°C
Storage ambient temperature:	
Categoría de instalación:	II según norma CEI 664
Installation category:	II según norma CEI 664
Dimensiones hueco panel:	70,5 x 28,5 mm.
Panel cut-out dimensions:	

3 dígitos y punto decimal opcional por programa
3 digits and an optional decimal point when programmed

Conector transferencia parámetros
Parameter transfer connector

Aislamiento doble entre alimentación, circuito secundario y salida de relé.
Double insulation between the power supply, the secondary circuit and the relay output.

* La intensidad especificada para cada relé es su máxima individual, si se conectan más de uno, la intensidad de la suma no debe rebasar 17,5A (EN61010) o 13A (EN60730).
* The current specified for each relay is its individual maximum. When more than one relay is connected, the total current cannot surpass 17,5A (EN61010) or 13A (EN60730).

Tabla 1.10.6.3. Ficha técnica del AKO 14723.

10.6.4 Conectores MT

TERMINACION EXTERIOR EN FRIO . Hasta 24 KV

TO24

CARACTERÍSTICAS

Fabricada en Silicone rubber
 Nivel de normativa CENELEC HD629
 Dimensiones reducidas.
 Control de campo integrado. Un solo cuerpo.



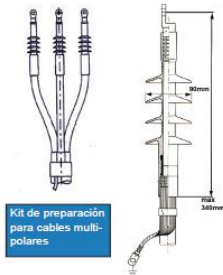
DESCRIPCIÓN

La TO24 es una terminación en frío, sistema push on o deslizable de muy fácil instalación. Diseñada para la conexión de cables de energía a transformadores y embarrados situados en áreas de exterior expuestos a la intemperie y a la contaminación. Válida para cables unipolares y multipolares, con pantalla de hilos y feje, con o sin armadura, con aislamiento tipo XLPE y EPR.
 Rango de tensiones: Desde Uo/U (Um) 6/10(12) hasta 12/20(24)kV
 Rango de sección: Hasta 630 mm (ver tabla)



CODIGOS DE PRODUCTO

Sección	Referencia	
	Ø sobre el aislamiento primario*	
	U=10kV	U=20kV
25		
35		
50		
70		
95		
120		
150	TO12-size3 (17,0-29,4)*	TO24-size6 (21,2-33,5)*
185		
240		
300	TO24CA-size5 (21,2-34,0)*	T38CA-size27 (28,9-43,0)*
400		
500	TO38CA-size27 (28,9-43,0)*	
630		consultar



ANEXO Y PEDIDOS

Especificar sección y el tipo de cable a la hora de hacer el pedido.
 El kit contiene tres cuerpos de terminación, tres bornes de tornillería fusible/compresión hexagonal/compresión profunda (bajo pedido), borne terminal 25mm para la pantalla de hilos, toallita para la limpieza del cable (bajo pedido), pasta de ensamble, kit de puesta a tierra para cables con pantalla de feje (bajo pedido) e instrucciones de montaje.

CONECTOR ACODADO ENCHUFABLE. CONEXIÓN TIPO B . Hasta 400 A y 24 KV

CE24-400

CARACTERÍSTICAS

Fabricado en Silicone rubber.
 Con/sin bornes de tornillería fusible.
 Un solo cuerpo apantallado con el control de campo incluido.
 Con/sin divisor capacitivo.
 Nivel de normativa CENELEC HD629



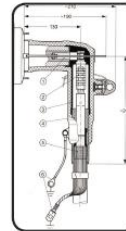
DESCRIPCIÓN

El CE24-400 es un conector acodado, apantallado y enchufable para la conexión de cables de energía a celdas SF6 y transformadores con pasatapas tipo B (EN50180, EN50181 y DIN47636). Válido para cables unipolares y multipolares, con pantalla de hilos y feje, con o sin armadura, con aislamiento tipo XLPE y EPR. Cuerpo Apantallado con elemento de puesta a tierra y divisor capacitivo que permite realizar lecturas en el accesorio sin necesidad de ser retirado de la celda.

Rango de tensiones: Hasta Uo/U (Um) 6/10(12) hasta 12/20(24)kV
 Rango de intensidad: hasta 400 A
 Rango de sección: hasta 300 mm (ver tabla)

CODIGOS DE PRODUCTO

Sección	Referencia y rango de aplicación (diámetro sobre el aislamiento del cable*)	
	20kV	
<16	CE24 screw type 10-700A, 65/200A	
25		
35		CE24-400 type 02 (12,7-25,0")
50		
70		
95		
120		
150		CE24-400 type 03 (21,2-34,6")
185		
240		
300		



ANEXO Y PEDIDOS

Especificar sección y el tipo de cable a la hora de hacer el pedido.
 El kit contiene tres cuerpos de conector, tres pines de conexión al pasatapas, tres bornes de tornillería fusible/compresión hexagonal/compresión profunda (según pedido), tornillería para la sujeción del conector al pasatapas, toallita para la limpieza del cable (según pedido), latiguillo de puesta a tierra, masilla de sellado, kit de puesta tierra para cables con pantalla de feje (según pedido) e instrucciones de montaje.

Tabla 1.10.6.4. Ficha técnica conectores TO24 y CE24-400

10.6.5 Transformadores de Medida. Tensión e Intensidad.

VCF-24

TRANSFORMADOR DE TENSIÓN



DESCRIPCIÓN

Transformador de tensión para medida y/o protección de A.T. hasta 24 kV destinado a alimentar instrumentos de medida, contadores, relés y otros aparatos análogos. Diseñado para servicio interior.

El transformador VCF-24 es un transformador fase-fase, es decir, es un transformador bifásico, también conocido como de dos polos. Para garantizar su nivel dieléctrico se halla relleno de gas SF₆.

Es un transformador que puede ser antiexplosivo o no, a petición del cliente. Si es antiexplosivo se le dota de una válvula de alta seguridad. La función de dicha válvula es eliminar las sobrepresiones internas que puedan producirse por defectos prolongados, de forma que no se produzcan proyecciones violentas de fragmentos.

Tiene gran resistencia mecánica y es inatacable por humedad, aceite, polvo y la mayoría de los productos químicos. Posibilidad de montaje en cualquier posición.

CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS

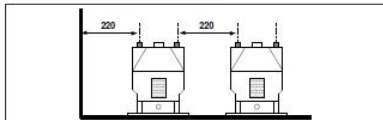
- Par de apriete de la tornillería
 Borne M6: 4 N.m
 Borne M12: 35 N.m
- Borne primarios de latón y borne de tierra de acero
- Cubierta bornes secundarios de policarbonato transparente precintable
- Placa base de hierro con acabado cincado-pasivado de 5 mm de espesor
- Peso aproximado aparato: 33 kg

TABLA DE CLASES Y POTENCIAS

CLASE	FACTOR DE TENSIÓN (VA) *		POTENCIA CALENTAMIENTO
	1'2 Upn en permanencia	1'9 Upn durante 8 h	
0'2	25	25	1000
0'5	100	80	
1	125	100	
3P	300	250	
6P	300	250	

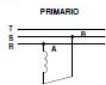
* Potencias máximas válidas para un solo secundario (valores orientativos).

DISTANCIAS INSTALACIÓN (mm)

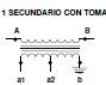
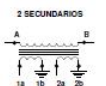
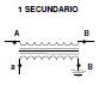


CONEXIONES

CONEXIONES PRIMARIO



CONEXIONES SECUNDARIO



AER-24

TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD



DESCRIPCIÓN

Transformador de intensidad para medida y/o protección de A.T. hasta 24 kV destinado a alimentar instrumentos de medida, contadores, relés y otros aparatos análogos. Diseñado para servicio interior.

La parte activa está oculta en resina epoxi de clase de aislamiento E (s/norma CEI 60085), color marrón.

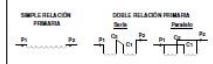
Tiene gran resistencia mecánica y es inatacable por: humedad, aceite, polvo y la mayoría de los productos químicos. Posibilidad de montaje en cualquier posición.

CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS

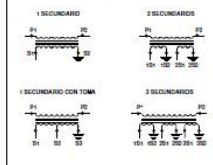
- Par de apriete de la tornillería
 Borne M6: 4 N.m
 Borne M12: 35 N.m
- Borne primarios de latón y borne de tierra de acero
- Cubierta bornes secundarios de policarbonato transparente precintable
- Placa base de hierro con acabado cincado-pasivado de 5 mm de espesor
- Peso aproximado aparato: 13 kg

CONEXIONES

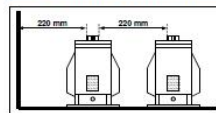
CONEXIONES PRIMARIO



CONEXIONES SECUNDARIO



DISTANCIAS INSTALACIÓN



PRESTACIONES


	POTENCIA DE PRECISIÓN MÁXIMA (VA) *				
	Clase	80 In	100 In	150 In	200 In
Un secundario Medida	0.2	30	20	5	-
	0.2S	30	20	5	-
	0.5	50	50	20	10
	0.5S	50	50	20	10
	1	50	50	50	30
	6P5	30	30	20	15
	5P10	20	15	5	5
	5P20	-	-	-	-
	0.2	-	-	-	-
	5P10	5	-	-	-
Dos secundarios Medida y Protección	0.2	-	-	-	-
	5P20	-	-	-	-
	0.2S	5	-	-	-
	5P10	5	-	-	-
	0.2S	-	-	-	-
	5P20	-	-	-	-
	0.5	20	10	-	-
	5P10	5	5	-	-
	0.5	-	-	-	-
	5P20	-	-	-	-
0.5S	20	10	-	-	
5P10	5	5	-	-	
0.5S	-	-	-	-	
5P20	-	-	-	-	
Simple al primaria		Hasta 1200 A	In < 600 A	In < 300 A	
Doble al primaria		Hasta 2400 A	In < 300 A	In < 150 A	

Tabla 1.10.6.5. Ficha técnica transformadores de Medida VCF-24 y AER-24.

10.6.6 Autotransformador SSAA

TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS IP-23
THREE-PHASE TRANSFORMERS IP-23

PROTECCIÓN DEGREE OF PROTECTION **IP-23** **MIMAVEN**



RELACIÓN DE TENSIÓN 400 / 230 V. RATED VOLTAGE 400 / 230 V.

POTENCIA K.V.A. POWER K.K.A.	REFERENCIA REFERENCE	PERD. BOB. W WINDING LOSSES. W	PERD. NUCLEO W CORE LOSSES W	TIPO TYPE	MEDIDAS / DIMENSIONS						PESO KG WEIGHT KG
					A	B	C	D	E	F	
0,5	TD48 / 305	42	15	T-14	260	200	240	130	184	6,5	11,5
1	TD48 / 31	63	23	T-14	260	200	240	130	184	6,5	15,5
1,5	TD48 / 31,5	93	27	T-14	310	230	290	170	210	6,5	19
2	TD48 / 32	102	33	T-14	310	230	290	170	210	6,5	25
3	TD48 / 33	147	42	T-14	370	260	340	220	240	6,5	35
5	TD48 / 35	165	69	T-14	370	260	340	220	240	6,5	49
7,5	TD48 / 37	201	102	T-14	430	310	455	260	280	6,5	71
10	TD48 / 310	273	132	T-14	430	310	455	260	280	6,5	82
15	TD48 / 315	520	148	T-14	535	434	570	260	404	8,5	108
20	TD48 / 320	520	177	T-14	535	434	570	260	404	8,5	130
25	TD48 / 325	578	193	T-14	610	490	670	340	460	10,5	152
30	TD48 / 330	644	263	T-14	610	490	670	340	460	10,5	181
40	TD48 / 340	936	316	T-15	710	490	770	340	460	10,5	238
50	TD48 / 350	1.127	362	T-15	885	510	850	490	480	10,5	278

Tabla 1.10.6.6. Ficha técnica del autotransformador de SSAA 5 kVA de MIMAVEN.

10.7 Protecciones eléctricas

10.7.1 Protecciones en corriente continua para las Combiner Box

FOTOVOLTAICOS FUSIBLES



gPV FUSIBLES CILINDRICOS PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS

10x38	I_n (A)	REFERENCIA	PODER DE CORTE (A)	EMBALAJE Und./CAJA
1000V DC	1	491601	30	10/100
	2	491602	30	10/100
	3	491604	30	10/100
	4	491605	30	10/100
	5	491606	30	10/100
	6	491610	30	10/100
	8	491615	30	10/100
	10	491620	30	10/100
	12	491625	30	10/100
	15	491629	30	10/100
	16	491630	30	10/100
	20	491635	30	10/100



PMX BASES PORTAFUSIBLES PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS

10x38	POLOS	MODULOS	REFERENCIA	DESCRIPCION	I_n (A)	U (V/DC)	EMBALAJE Und./CAJA
SIN NOCADOP	1	1	485150	UNIPOLAR	32	1000	12/192
	2	2	485151	BIPOLAR	32	1000	6/96
CON NOCADOP	1	1	485152	UNIPOLAR	32	1000	12/192
	2	2	485153	BIPOLAR	32	1000	6/96



Tabla 1.10.7.1. Ficha técnica fusibles y bases portafusibles DF para CN1.

FOTOVOLTAICOS FUSIBLES



gPV FUSIBLES NH PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS

NH3				
1000V DC	200	373425	30	1/15
	250	373436	30	1/15
	315	373445	30	1/15



ST BASES NH PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS

ST	DESCRIPCION	REFERENCIA	U (V/DC)	EMBALAJE
NH3 250A	UNIPOLAR			
	RAIL DIN-FIJACION TORNILLO / CONEXION TORNILLO	354170	1000	1
NH3 630A	RAIL DIN-FIJACION TORNILLO / CONEXION TORNILLO	354180	1000	1



Tabla 1.10.7.2. Ficha técnica de fusibles y bases portafusibles DF para CN2.

10.7.2 Interruptor de corte por seccionador + fusibles.

OTDC250...400U12



Single circuit, 1500 VDC, UL98B¹⁾ - 250...400 A

Shafts and handles are not included. Switches with direct mount handle (OTDC_K, e.g. OTDC250U12K) are available. Phase barriers included if mandatory. Included terminal bolts:

- OTD315...400: M10x30
- OTDC500: M12x40

Number of poles	Rated operat. current [A] UL98B / 1000 V	Type	Order number	Weight/unit [kg]	Recommended handle Direct mount (K)
Mechanism between the poles					
3	250	OTDC250U12	1SCA135619R1001	4,7	OTDV400EK
3	320	OTDC320U12	1SCA135791R1001	4,7	
3	400	OTDC400U12	1SCA135792R1001	4,7	

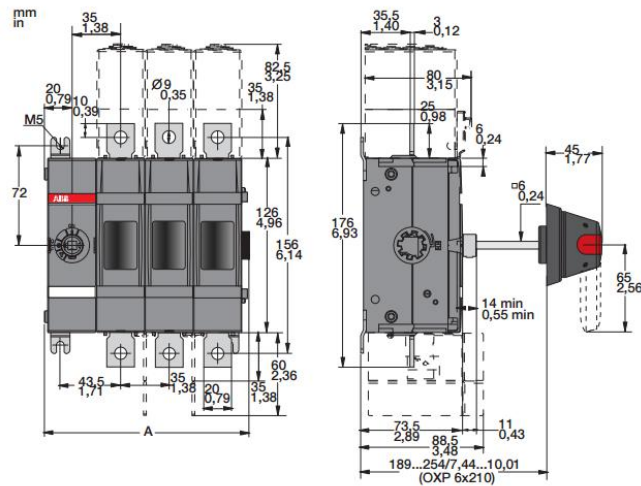


Tabla 1.10.7.2 Interruptor – seccionador multipolar de corriente continua ABB OTDC250U12K.

10.7.3 Protectores contra Sobretensiones transitorias Tipo1 y 2.

Protectores contra sobretensiones transitorias para aplicaciones fotovoltaicas Tipo 1 - Formato enchufable

Específicamente diseñados para instalaciones fotovoltaicas (corriente continua) para garantizar la protección y la fiabilidad de los paneles solares e inversores contra sobretensiones.

Tensión máxima de servicio $U_c = 1100 \text{ Vcc}$

Bipolar	2.5	1000	-		Con señalización	OVRPVT16.25-1000PTS	2CTB803953R6700	498,00	C	1
---------	-----	------	---	--	---------------------	---------------------	-----------------	--------	---	---

Protectores contra sobretensiones transitorias para aplicaciones fotovoltaicas Tipo 2 - Formato enchufable

Específicamente diseñados para instalaciones fotovoltaicas (corriente continua) para garantizar la protección y la fiabilidad de los paneles solares e inversores contra sobretensiones.

Los modelos que contienen TS en su denominación incorporan un contacto de teleseñalización del estado del funcionamiento del descargador.

Tensión máxima de servicio $U_c = 1100 \text{ Vcc}$

Bipolar	3.8	1000	20	3	Sin señalización	OVRPVT240-1000PQS	2CTB804153R2400	208,58	C	1
---------	-----	------	----	---	---------------------	-------------------	-----------------	--------	---	---



Tabla 1.10.7.3: Protección contra sobretensiones ABB – mod. OVR

10.7.4 Envolvente Combiner Box.

Section I – Global product specification

Name	Type of product		Rated weight (kg)	External dimensions WxHxD (mm)
	With transparent door	With opaque door		
1	1SL0211A00	1SL0201A00	4,3	335x400x210
2	1SL0212A00	1SL0202A00	7,9	460x550x260
3	1SL0213A00	1SL0203A00	9,5	460x700x260
4	1SL0214A00	1SL0204A00	12,0	590x700x260
5	1SL0215A00	1SL0205A00	17,8	590x855x360
6	1SL0216A00	1SL0206A00	21,1	840x1005x360

Section II – Global product table

General code: CER 17 02 03 plastic (more than 95% of the product's weight)

Part (P1, P2 ecc.) / Component number	Diagram	Quantity % over total weight	Material description	Symbol	Dangerousness (Yes/No)	CER code	
P1/BOX		~ 80%	Polypropylene	>PP<	No	17 02 03	
P2/ROOF			Polycarbonate	>PP<	No	17 02 03	
P3/DOOR			~ 20%	Steel	>PC<	No	17 04 05
P4/ACCESSORIES			< 5%	Brass	-	No	17 04 01
P5/ACCESSORIES			< 5%	Polypropylene	-	No	17 02 03

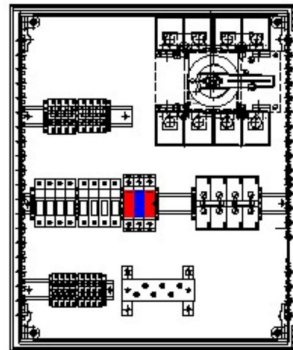


Tabla 1.10.7.4: Disposición tipo de Combiner Box ABB GEMINI IP66.

10.8 Protecciones de corriente alterna en MT

10.8.1 Celdas MT

Características técnicas

Características eléctricas				
Tensión nominal	12 kV	17,5 kV	25 kV	38,5 kV
Nivel de aislamiento				
Frecuencia Industrial (50 Hz - 1 min)	28 kV	38 kV	50 kV	80 kV
Impulso (1,2 / 50 µs)	75 kV	95 kV	125 kV	180 kV
Corriente nominal				
En barras	400 A / 630 A	400 A / 630 A	400 A / 630 A	400 A / 630 A
Llegada / Salida	400 A / 630 A	400 A / 630 A	400 A / 630 A	400 A / 630 A
Protección por fusibles	200 A	200 A	200 A	200 A
Protección por interruptor	400 A / 630 A	400 A / 630 A	400 A / 630 A	400 A / 630 A
Corriente de corta duración				
	16 kA (3s)	16 kA (3s)	16 kA (3s)	16 kA (3s)
	20 kA (1s)	20 kA (1s)	20 kA (1s)	20 kA (1s)
Poder de cierre				
	40 kA	40 kA	40 kA	40 kA
	50 kA	50 kA	50 kA	50 kA
Frecuencia	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz
Arco interno (IAC A-FL)	hasta 20 kA (1s)	hasta 20 kA (1s)	hasta 20 kA (1s)	hasta 20 kA (1s)
Temperatura ambiente	-25 hasta 40 °C	-25 hasta 40 °C	-25 hasta 40 °C	-25 hasta 40 °C
Presión de llenado nominal (20°C)	0,3 bar rel	0,3 bar rel	0,3 bar rel	0,3 bar rel
Categoría de pérdida de continuidad de servicio	LSC 2A (de acuerdo con IEC 62271-200)			
Clase de separación	PI (de acuerdo con IEC 62271-200)			
Grado de protección (IEC 60529 y EN 50102)	IP65 (compartimiento MT) IP3XC (compartimiento del mecanismo de control) IP 3XC (compartimiento de cables) IK09 (compartimiento MT) IK09 (compartimiento de cables y control)			



Unidades hasta 24 kV

Dimensiones mm								Dimensiones mm									
Unidades modulares								Unidades compactas									
Modelo	IS	CIS	DC	S8	TT	M	D8	IS+CIS	2IS+CIS	2IS+S8	3IS	2IS+DC	2IS+2CIS	3IS+CIS	3IS+2CIS	4IS	
Ancho	370	450	450	450	500	750	820	820	1190	1190	1110	1190	1279	1279	1279	1480	
Altura	1279	1279	1279	1279	1279	1279	1279	1279	1279	1279	1279	1279	1279	1279	1279	1279	
Profundidad	727	727	727	727	727	892	727	727	727	727	727	727	727	727	727	727	
Masa kg								Masa kg									
Peso	125	155	155	115	220	140	215	200	290	290	270	290	400	380	490	360	

Tabla 1.10.8.1 Celdas MT mod. Fluofix EFACEC.

10.8.2 Relé protección celdas MT.



FEATURES

Protection and Control

- Time, instantaneous & directional phase, neutral, ground and sensitive ground overcurrent
- Manual close with cold load pickup control via PLC, Forward Power and Directional Power Units
- Load encroachment supervision
- Wattmetric ground fault detection
- Positive and negative sequence based over/under voltage elements
- Four-shot autorecloser with synchronism check
- Breaker control and breaker failure
- Abnormal frequency protection (Rate of change, under and over frequency)
- Broken conductor and locked rotor
- Synchrocheck - V, , & Hz
- Up to 64 Programmable digital inputs and up to 16 digital outputs
- Trip Circuit Supervision

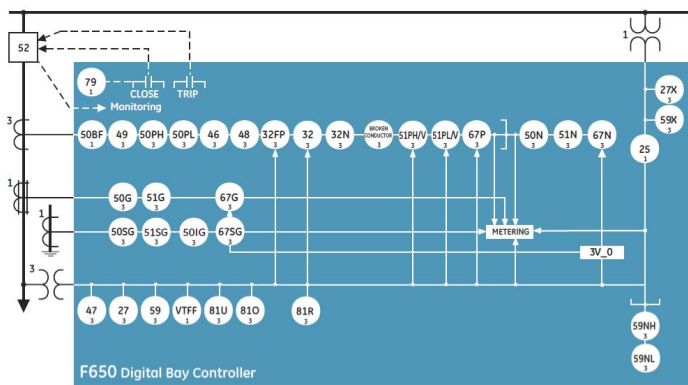
Monitoring & Metering

- Fault locator, record of last 10 faults -metering - current, voltage, power, energy, frequency and harmonics
- Breaker operation & trip failure
- Total breaker arcing current
- Event recorder - 479 Events
- High resolution oscillography and Data Logger, with programmable sampling rate
- Metering: V I Hz W VA PF
- Demand: Ia , Ib , Ic , Ig, Isg, I2, MW, MVA
- Configurable graphical HMI interface
- Alarm Panel

EnerVista™ Software

- Sophisticated software for configuration and commissioning
- Document and software archiving
- EnerVista™ Integrator providing easy integration of data in the F650 into new or existing monitoring and control systems

Functional Block Diagram



ANSI Device Numbers & Functions

Device Number	Function
25	Synchrocheck
27/27X	Bus/Line Undervoltage
32	Sensitive Directional Power
32FP	Forward Power
32N	Wattmetric zero-sequence directional
46	Negative Sequence Time Overcurrent
47	Negative Sequence Voltage
4B	Blocked Rotor
49	Thermal Image - overload protection
50 BF	Breaker Failure
50PH/PPL	Phase Instantaneous Overcurrent (High/Low)
50N	Neutral Instantaneous Overcurrent
50G	Ground Instantaneous Overcurrent
50SG	Sensitive Ground Instantaneous Overcurrent
50IG	Isolated Ground Instantaneous Overcurrent
51N	Neutral Time Overcurrent
51G	Ground Time Overcurrent
51SG	Sensitive Ground Time Overcurrent
51PH/V	Voltage Restraint Phase Time Overcurrent
51PL/V	
59/59X	Bus/Line Overvoltage
59NH/NL	Neutral Overvoltage - High/Low
67P	Phase Directional Overcurrent
67N	Neutral Directional Overcurrent
67G	Ground Directional Overcurrent
67SG	Sensitive Ground Directional Overcurrent
79	Autorecloser
81 U/O	Under/Over Frequency Broken Conductor Detection
N/A	Load Encroachment
81R	Frequency Rate of Change
VTF	VT Fuse Failure Detection

Tabla 1.10.8.2. Ficha técnica Relé mod. GE 650F.

10.9 Cable DC

P-SUN sp ESPECIAL FOTOVOLTAICA

Temperatura nominal: **0,6/1 kV** Norma: **UNE/VDE AN 411.2.3**

CARACTERÍSTICAS CABLE

Cable flexible, No propagación de la llama, Baja emisión de halógenos, Libre de halógenos, Resistencia a la absorción de agua, Resistencia al fuego, Resistencia a los rayos ultravioleta, Resistencia a los agentes químicos, Resistencia a las garras y acotillas, Resistencia a las abrasiones, Resistencia a los golpes.

Temperatura de servicio: -40 °C, +120 °C (20.000 h); -40 °C, +90 °C (30 años)
 Tensión nominal: 0,6/1 kV (tensión máxima en alterna: 0,7/1,2 kV, tensión máxima en continua: 0,9/1,8 kV).
 Ensayo de tensión en corriente alterna 6 kV, 15 min.
 Ensayo de tensión en corriente continua 10 kV, 15 min.W

Ensayos de fuego:
 - No propagación de la llama: EN 60332-1; IEC 60332-1.
 - Libre de halógenos: EN 50267-2-1; IEC 60754-1; BS 6425-1.
 - Reducida emisión de gases tóxicos: EN 50305 ITC 3.
 - Baja emisión de humos opacos: EN 61034-2; IEC 61034-2.
 - Nula emisión de gases corrosivos: UNE EN 50267-2-2; IEC 60754-2; pH: 4,3 ; C: 10 µS/cm.

Resistencia a las condiciones climatológicas:
 - Resistencia al calor: EN 50308; test 5.
 - Resistencia a los rayos UV: UL 1581 (weno test); ISO 4892-2 (A method); HD 506/A1-2.4.20
 - Resistencia a la absorción de agua: EN 60811-1-3

Otros ensayos:
 - Resistencia al frío: Doblado a baja temperatura (EN 60811-1-4) Impacto (EN 50305)
 - Dureza: BS (DIN 53505)
 - Resistencia a aceites minerales: 24 h, 100 °C (EN 60811-2-1)
 - Resistencia a ácidos y bases: 7 días, 25 °C, ácido inorgánico, hidróxido sódico (EN 60811-2-1)

DESCRIPCIÓN

CONDUCTOR

Metal: Cobre electrolítico, estañado.
 Flexibilidad: Flexible, clase 5 según UNE EN 60228.
 Temperatura máxima en el conductor: 120 °C (20.000 h); 90 °C (30 años); 250 °C en cortocircuito.

AISLAMIENTO

Material: Goma tipo E6 según UNE EN 50363-1 que confiere unas elevadas características eléctricas y mecánicas.

P-SUN sp ESPECIAL FOTOVOLTAICA

Temperatura nominal: **0,6/1 kV** Norma: **UNE/VDE AN 411.2.3**

DESCRIPCIÓN

CUBIERTA

Material: Mezcla cero halógenos tipo EMS según UNE EN 50363-1
 Color: Negro, rojo o azul

APLICACIONES

Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas interiores, exteriores, industriales, agrícolas, fijas o móviles (con seguidores)...

SECCIONES DISPONIBLES EN STOCK *

SECCION	COLOR CABLE
1 x 4	AZ-NE-RO
1 x 6	AZ-NE-RO

*Sujeto a modificaciones.
 Código de colores: AZ-Azul; NE-Negro; RO-Rojo. Otras posibilidades, consultar.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

DIMENSIONES, PESOS Y RESISTENCIAS (aproximados)

Sección nominal mm²	Diámetro del conductor mm	Diámetro exterior del cable (sin vaina) mm	Peso kg/km	Resistencia del conductor a 20 °C Ohm/km	Intensidad admisible al aire (I) A	Caida de tensión V/kA km (norma continua)
1x1,5	1,6	4,9	33	13,7	25	26,5
1x2,5	1,9	5,2	43	8,21	34	15,92
1x4	2,4	5,9	58	5,09	46	9,96
1x6	2,9	6,5	77	3,39	59	6,74
1x10	3,9	8,3	134	1,95	82	4
1x16	5,4	10,1	198	1,24	110	2,51
1x25	6,4	11,4	290	0,795	140	1,59
1x35	7,5	12,8	394	0,565	174	1,15
1x50	9	14,9	549	0,393	210	0,85
1x70	10,8	17	756	0,277	269	0,59
1 x 95	12,6	19,8	930	0,210	327	0,42
1 x 120	14,3	19,4	1300	0,164	390	0,34
1 x 150	15,9	21,1	1500	0,132	438	0,27
1 x 185	17,5	23,5	1900	0,106	500	0,22
1 x 240	20,5	26,3	2300	0,0817	590	0,17

(1) Instalación montada en bandeja al aire (40 °C). Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,9.
 → XLPE2 con instalación tipo F → columna 13. (Ver página 23).

Tabla X. Ficha técnica del conductor P-SUN de PRYSMIAN.

RETENAX FLEX *HiTech*

Temperatura nominal: **0,6/1 kV** Norma: **UNE 21223-2** Certificación: **IEC 60840**

CARACTERÍSTICAS CABLE

Cable flexible, No propagación de la llama, Resistencia a la absorción de agua, Resistencia al fuego, Resistencia a los rayos ultravioleta, Resistencia a los agentes químicos, Resistencia a las garras y acotillas, Resistencia a las abrasiones, Resistencia a los golpes.

- Norma constructiva: UNE 21223-2.
 - Temperatura de servicio (instalación fija): -25 °C, +90 °C. (Cable termoestable).
 - Tensión nominal: 0,6/1 kV.
 - Ensayo de tensión en c.a. durante 5 minutos: 3500 V.

Ensayos de fuego:
 - No propagación de la llama: UNE EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2.
 - Reducida emisión de halógenos: UNE EN 50267-2-1; IEC 60754-1; Emisión CRI < 14%.

DESCRIPCIÓN

CONDUCTOR

Metal: Cobre electrolítico recocido.
 Flexibilidad: Flexible, clase 5 según UNE EN 60228.
 Temperatura máxima en el conductor: 90 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

AISLAMIENTO

Material: Mezcla de polietileno reticulado (XLPE), tipo DXX3 según HD 603-1.
 Colores: Anaranjado/verde, azul, gris, marrón y negro; según UNE 21089-1. (Ver tabla de colores según número de conductores).

CUBIERTA

Material: Mezcla de poliduro de vinilo (PVC), tipo DMV-18 según HD 603-1.
 Colores: Negro, con franja de color identificativa de la sección y que permite escribir sobre la misma para identificar circuitos (ver colores en página siguiente).
 Blanco, suministrado en cajas en las secciones: 2x1,5; 2x2,5; 3x1,5; 3x2,5.

APLICACIONES

• Cable de fácil pelado y alta flexibilidad para instalaciones subterráneas en general e instalaciones al aire en las que se requiere una mayor facilidad de manipulación y no es obligatorio. Alamos (AS).
 - Redes subterráneas de distribución e instalaciones subterráneas (ITC-BT 07).
 - Redes subterráneas de alumbrado exterior (ITC-BT 09).
 - Instalaciones interiores o receptoras (ITC-BT 20); salvo obligación de Alamos (AS) (ver ITC-BT 28 y R.D. 2267 / 2004).

Los cables RV-K no están permitidos en servicios provisionales en general (obras, ferias, stands... ITC-BT 33, 34 ...) ni para servicios móviles, ni prolongadores (ver Flextreme).

RETENAX FLEX *HiTech*

Temperatura nominal: **0,6/1 kV** Norma: **UNE 21223-2** Certificación: **IEC 60840**

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

DIMENSIONES, PESOS Y RESISTENCIAS (aproximados)

Sección nominal mm²	Espesor del conductor mm	Diámetro exterior mm	Peso total kg/km	Resistencia del conductor a 20 °C Ohm/km	Intensidad admisible al aire (I) A	Intensidad admisible enterrado (I _t) A	Caida de tensión V/kA km (norma p=1 min p=0,8)
1 x 1,5	0,7	5,7	42	13,3	21	No Permitido	26,5
1 x 2,5	0,7	6,2	54	7,98	29	No Permitido	15,92
1 x 4	0,7	6,6	70	4,95	38	No Permitido	9,96
1 x 6	0,7	7,2	91	3,3	49	44	6,74
1 x 10	0,7	8,3	135	1,91	68	58	4
1 x 16	0,7	9,4	191	1,21	91	75	2,51
1 x 25	0,9	11	280	0,79	116	96	1,59
1 x 35	0,9	12,5	389	0,564	144	117	1,15
1 x 50	1	14,2	537	0,396	175	138	0,85
1 x 70	1,1	15,8	726	0,272	224	170	0,59
1 x 95	1,1	17,9	958	0,206	271	202	0,42
1 x 120	1,2	18,9	1170	0,161	314	230	0,34
1 x 150	1,4	21,2	1460	0,129	363	260	0,27
1 x 185	1,6	23,8	1830	0,106	415	291	0,22
1 x 240	1,7	26,7	2310	0,0801	490	336	0,17
1 x 300	1,8	29,3	3100	0,0641	630	390	0,14
2 x 1,5	0,7	8,7	95	13,3	24	No Permitido	30,98
2 x 2,5	0,7	9,6	125	7,98	33	No Permitido	18,66
2 x 4	0,7	10,5	165	4,95	45	No Permitido	11,68
2 x 6	0,7	11,7	215	3,3	57	53	7,9
2 x 10	0,7	13,9	330	1,91	76	70	4,67
2 x 16	0,7	16,9	503	1,21	105	91	2,94
2 x 25	0,9	20,6	775	0,79	123	116	1,86
2 x 35	0,9	23,6	1060	0,564	154	140	1,31
2 x 50	1	27	1470	0,396	198	166	0,89
3 G 1,5	0,7	9,2	110	13,3	24	No Permitido	30,98
3 G 2,5	0,7	10,1	150	7,98	33	No Permitido	18,66
3 G 4	0,7	11,1	200	4,95	45	No Permitido	11,68
3 G 6	0,7	12,3	270	3,3	57	53	7,9
3 G 10	0,7	14,7	415	1,91	76	70	4,67
3 G 16	0,7	19	639	1,21	105	91	2,94
3 x 25	0,9	21,4	946	0,79	110	96	1,82
3 x 35	0,9	25,1	1355	0,564	137	117	1,17
3 x 50	1	28,8	1900	0,396	167	138	0,86
3 x 70	1,1	32,3	2590	0,272	214	170	0,6

(1) Instalación en bandeja al aire (40 °C).
 → XLPE3 con instalación tipo F → columna 11 (1x trifásica).
 → XLPE2 con instalación tipo E → columna 12 (2x, 3G monofásica).
 → XLPE3 con instalación tipo E → columna 10 (2x, 4x, 4x, 5G trifásica).

(2) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K m/W.
 → XLPE3 con instalación tipo Método D (C) → 1x, 3x, 4x, 4x, 5G trifásica.
 → XLPE2 con instalación tipo D (C) → 2x, 3G monofásica.

Tabla 1.10.9. Ficha técnica del conductor RV-K de PRYSMIAN.

10.10 Cable AC



1 x sección conductor (Al)/sección pantalla (Cu) (mm²)	Código	Ø Nominal aislamiento* (mm)	Espesor aislamiento (mm)	Ø Nominal exterior* (mm)	Espesor cubierta (mm)	Peso aproximado (kg/km)	Radio de curvatura estático (posición final) (mm)	Radio de curvatura dinámico (durante tendido) (mm)
12/20 kV								
1x50/16	20996806	18,1	4,5	25,8	2,5	780	387	516
1x95/16 (1)	20994668	20,9	4,3	28,6	2,7	960	429	572
1x150/16 (1)	20995788	23,8	4,3	32	3	1200	480	640
1x240/16 (1)	20995789	28	4,3	36	3	1600	540	720
1x400/16 (1)	20996809	33,2	4,3	41,3	3	2130	620	826
1x630/16	20034725	41,5	4,5	49,5	2,7	3130	743	990
18/30 kV								
1x95/25 (1)	20020826	25,7	6,7	34,4	3	1330	516	688
1x150/25 (1)	20996810	27,6	6,2	36,3	3	1500	545	726
1x240/25 (1)	20996811	31,8	6,2	40,4	3	1900	606	808
1x400/25 (1)	20996808	37	6,2	45,7	3	2550	686	914
1x630/25 (1)	20993046	45,3	6,4	53,4	3	3600	801	1068

1) Secciones homologadas por la compañía Iberdrola
 *Valores aproximados (sujetos a tolerancias propias de fabricación)

	12/20 kV	18/30 kV
Tensión nominal simple, U ₀ (kV)	12	18
Tensión nominal entre fases, U (kV)	20	30
Tensión máxima entre fases, U _m (kV)	24	36
Tensión a impulsos, U _p (kV)	125	170
Temperatura máxima admisible en el conductor en servicio permanente (°C)	105	
Temperatura máxima admisible en el conductor en régimen de cortocircuito (°C)	250	

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

1 x sección conductor (Al)/sección pantalla (Cu) (mm²)	Intensidad máxima admisible bajo tubo y enterrado* (A)	Intensidad máxima admisible directamente enterrado* (A)	Intensidad máxima admisible al aire** (A)	Intensidad máxima de cortocircuito en el conductor durante 1 s (A)	Intensidad máxima de cortocircuito en la pantalla durante 1 s*** (A)	
					12/20 kV (pant. 16 mm²)	18/30 kV (pant. 25 mm²)
1x50/16	135	145	180	4700	3130	4630
1x95/16 (1)	200	215	275	8930	3130	4630
1x150/16 (1)	255	275	360	14100	3130	4630
1x240/16 (1)	345	365	495	22560	3130	4630
1x400/16 (1)	450	470	660	37600	3130	4630
1x630/16	590	615	905	59220	3130	4630

1) Secciones homologadas por la compañía Iberdrola en 12/20 kV y 18/30 kV
 2) Sección homologada por la compañía Iberdrola en 18/30 kV
 *Condiciones de instalación: una terna de cables enterrado a 1 m de profundidad, temperatura de terreno 25 °C y resistividad térmica 1,5 K·m/W
 **Condiciones de instalación: una terna de cables al aire (a la sombra) a 40 °C
 ***Calculado de acuerdo con la norma IEC 60949

1 x sección conductor (Al)/sección pantalla (Cu) (mm²)	Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km)		Reactancia inductiva (Ω/km)		Capacidad (μF/km)	
	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV
1x50/16	0,641	0,861	0,132	0,217	0,147	0,147
1x95/16 (1)	0,320	0,430	0,118	0,129	0,283	0,204
1x150/16 (1)	0,206	0,277	0,110	0,118	0,333	0,250
1x240/16 (1)	0,125	0,168	0,102	0,109	0,435	0,301
1x400/16 (1)	0,008	0,105	0,096	0,102	0,501	0,367
1x630/16 (2)	0,047	0,0643	0,090	0,095	0,614	0,095

Tabla 1.10.10 Ficha técnica del conductor HEPRZ1 de PRYSMIAN.



Anexo 4. Cálculos Irradiación PVGis.

11.1 Estimación de la Irradiación incidente



Photovoltaic Geographical Information System

European Commission
 Joint Research Centre
 Ispra, Italy

Incident global irradiation for the chosen location

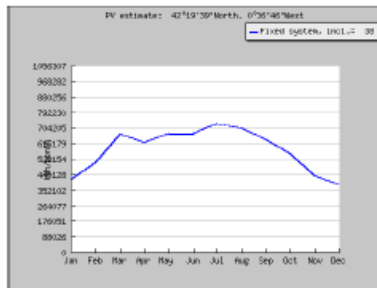
Location: 42°19'39" North, 0°36'46" West, Elevation: 1047 m a.s.l.,

Optimal inclination angle is: 38 degrees

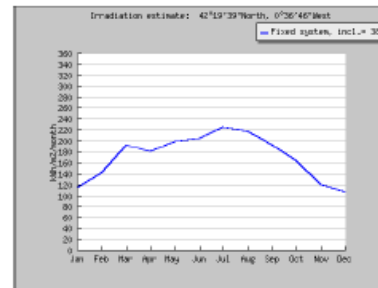
Annual irradiation deficit due to shadowing (horizontal): 0.1 %

Month	Hh	Hopt	lopt	TD	T24h	NDD
Jan	2000	3660	65	5,6	2,7	359
Feb	3130	5040	58	5,8	3,0	305
Mar	4700	6180	46	8,5	5,7	230
Apr	5450	6010	30	10,4	8,1	168
May	6600	6430	17	14,5	12,3	61
Jun	7460	6840	9	19,8	17,6	24
Jul	7680	7230	12	22,1	19,7	11
Aug	6640	6990	25	22,5	19,9	18
Sep	5150	6420	40	18,2	15,2	69
Oct	3550	5260	54	14,6	11,4	167
Nov	2280	4000	63	8,5	5,7	330
Dec	1760	3430	68	6,3	3,4	380
Year	4710	5630	38	13,1	10,4	2122

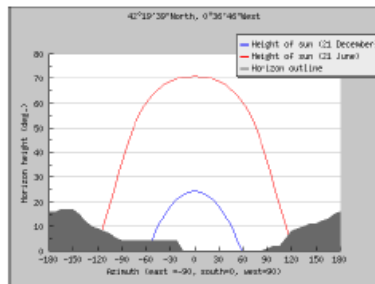
- Hh: Irradiation on horizontal plane (Wh/m2/day)
- Hopt: Irradiation on optimally inclined plane (Wh/m2/day)
- lopt: Optimal inclination (deg.)
- TD: Average daytime temperature (°C)
- T24h: 24 hour average of temperature (°C)
- NDD: Number of heating degree-days (-)



Monthly energy output from fixed-angle PV system



Monthly in-plane irradiation for fixed angle



Outline of horizon with sun path for winter and summer solstice

Figura 1.11.1. Calculos Pvgis. Fuente: Pvgis

11.2 Rendimiento



Photovoltaic Geographical Information System

European Commission
 Joint Research Centre
 Ispra, Italy

Performance of Grid-connected PV

PVGIS estimates of solar electricity generation

Location: 42°19'39" North, 0°36'46" West, Elevation: 1047 m a.s.l.,
 Solar radiation database used: PVGIS-CMSAF

Nominal power of the PV system: 4401.3 kW (crystalline silicon)
 Estimated losses due to temperature and low irradiance: 8.6% (using local ambient temperature)
 Estimated loss due to angular reflectance effects: 2.5%
 Other losses (cables, inverter etc.): 13.0%
 Combined PV system losses: 22.5%

Fixed system: inclination=38 deg., orientation=0 deg. (optimum)				
Month	Ed	Em	Hd	Hm
Jan	13300,00	412000	3,66	113
Feb	18100,00	506000	5,04	141
Mar	21500,00	667000	6,18	192
Apr	20600,00	619000	6,01	180
May	21600,00	670000	6,43	199
Jun	22400,00	671000	6,84	205
Jul	23400,00	726000	7,23	224
Aug	22600,00	701000	6,99	217
Sep	21300,00	639000	6,42	193
Oct	18000,00	558000	5,26	163
Nov	14300,00	429000	4,00	120
Dec	12400,00	384000	3,43	106
Year	19100,00	582000	5,63	171
Total for year		6980000		2050

Ed: Average daily electricity production from the given system (kWh)

Em: Average monthly electricity production from the given system (kWh)

Hd: Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m2)

Hm: Average sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m2)

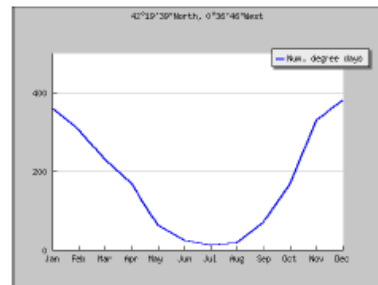
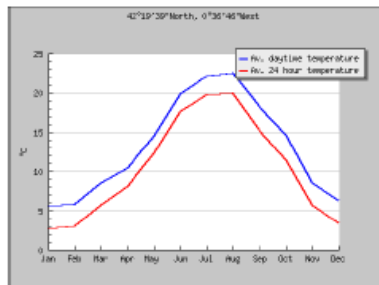
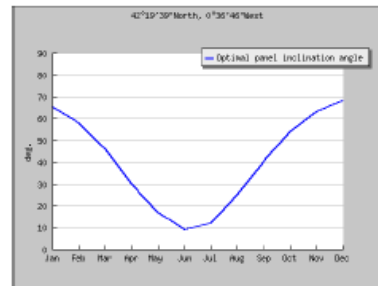
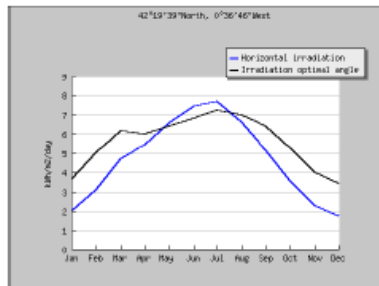


Figura 1.11.2. Calculos PvGis. Fuente: PvGis
11.3 Enero

Average Daily Solar Irradiance

PVGIS Estimates of average daily profiles

Location: 42°19'39" North, 0°36'46" West, Elevation: 1047 m a.s.l.,

Inclination of plane: 38 deg.

Orientation (azimuth) of plane: 0 deg.

Radiation estimates

Time	G	Gd	Gc	DNI	DNIc
07:37	24	24	19	0	0
07:52	138	51	191	207	344
08:07	195	71	274	262	435
08:22	243	83	346	307	509
08:37	290	94	415	343	569
08:52	334	103	481	373	619
09:07	375	112	542	397	660
09:22	413	119	600	418	694
09:37	448	126	653	435	723
09:52	480	132	702	450	747
10:07	508	136	746	462	767
10:22	534	141	784	472	784
10:37	555	144	818	481	798
10:52	574	147	846	487	809
11:07	588	149	868	493	818
11:22	599	151	885	496	824
11:37	607	152	897	499	829
11:52	610	152	903	500	831
12:07	610	152	903	500	831
12:22	607	152	897	499	829
12:37	599	151	885	496	824
12:52	588	149	868	493	818
13:07	574	147	846	487	809
13:22	555	144	818	481	798
13:37	534	141	784	472	784
13:52	508	136	746	462	767
14:07	480	132	702	450	747
14:22	448	126	653	435	723
14:37	413	119	600	418	694
14:52	375	112	542	397	660
15:07	334	103	481	373	619
15:22	290	94	415	343	569
15:37	243	83	346	307	509
15:52	195	71	274	262	435
16:07	138	51	191	207	344
16:22	86	33	116	145	240
16:37	14	14	11	0	0

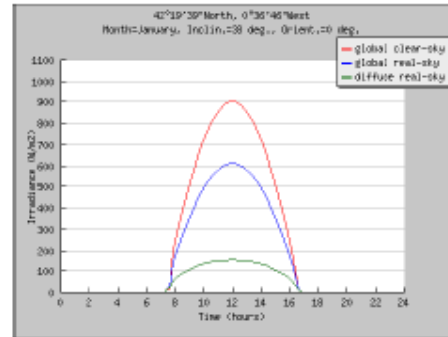
G: Global irradiance on a fixed plane (W/m2)

Gd: Diffuse irradiance on a fixed plane (W/m2)

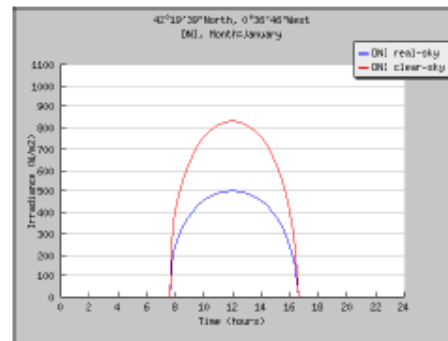
Gc: Global clearsky irradiance on a fixed plane (W/m2)

DNI: Direct normal irradiance (W/m2)

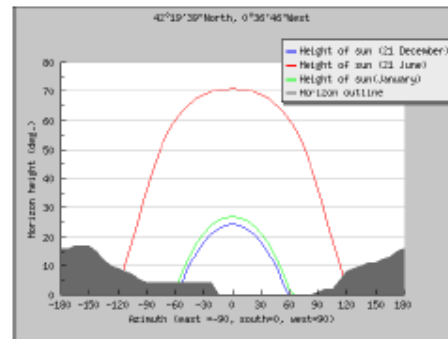
DNIc: Clear-sky direct normal irradiance (W/m2)



Daily irradiance on a fixed plane



Direct normal irradiance



Outline of horizon with sun path for winter and summer solstice

Figura 1.11.3. Calculos PvGis.
Fuente: PvGis

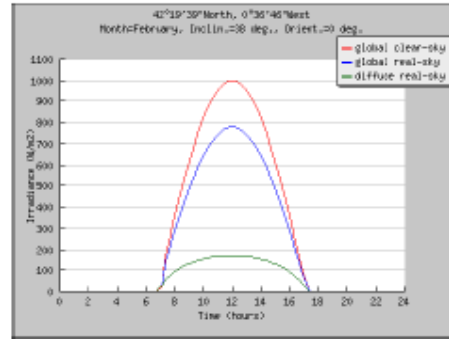


11.4 Febrero

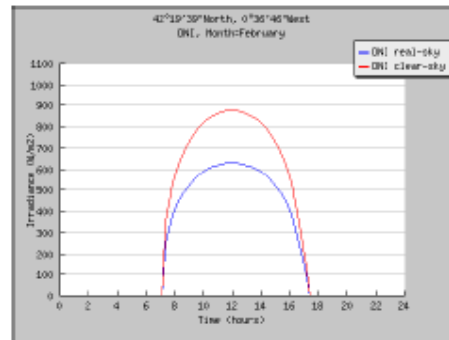
Radiation estimates

Time	G	Gd	Gc	DNI	DNIc
07:07	27	26	22	0	0
07:22	143	58	171	257	359
07:37	198	72	241	323	451
07:52	254	86	312	377	525
08:07	309	98	383	420	586
08:22	362	108	452	456	636
08:37	414	118	518	487	679
08:52	463	126	582	512	714
09:07	509	134	642	534	744
09:22	552	141	699	552	770
09:37	592	147	752	568	792
09:52	628	152	800	581	811
10:07	661	156	843	593	827
10:22	690	159	881	602	840
10:37	714	162	914	610	851
10:52	735	165	942	617	860
11:07	752	167	965	622	867
11:22	765	168	982	625	872
11:37	773	169	993	628	875
11:52	778	169	999	629	877
12:07	778	169	999	629	877
12:22	773	169	993	628	875
12:37	765	168	982	625	872
12:52	752	167	965	622	867
13:07	735	165	942	617	860
13:22	714	162	914	610	851
13:37	690	159	881	602	840
13:52	661	156	843	593	827
14:07	628	152	800	581	811
14:22	592	147	752	568	792
14:37	552	141	699	552	770
14:52	509	134	642	534	744
15:07	463	126	582	512	714
15:22	414	118	518	487	679
15:37	362	108	452	456	636
15:52	309	98	383	420	586
16:07	254	86	312	377	525
16:22	198	72	241	323	451
16:37	143	58	171	257	359
16:52	83	34	97	179	250
17:07	40	19	45	102	142

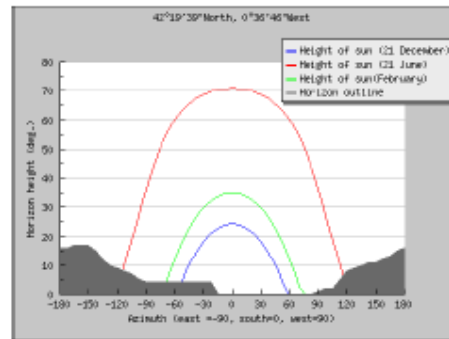
G: Global irradiance on a fixed plane (W/m2)
Gd: Diffuse irradiance on a fixed plane (W/m2)
Gc: Global clear-sky irradiance on a fixed plane (W/m2)



Daily irradiance on a fixed plane



Direct normal irradiance



Outline of horizon with sun path for winter and summer solstice

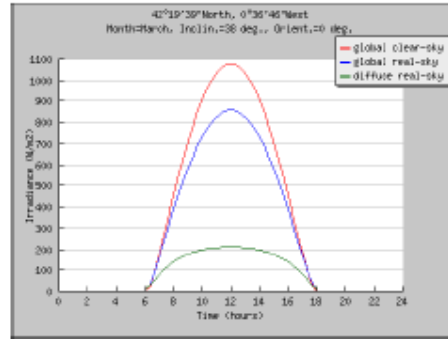
Figura 1.11.4. Calculos Pvgis.
Fuente: Pvgis

11.5 Marzo

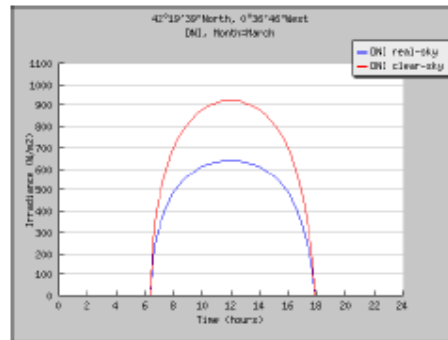
Radiation estimates

Time	G	Gd	Gc	DNI	DNIc
06:22	31	30	20	0	0
06:37	85	48	85	227	327
06:52	140	72	148	297	427
07:07	192	88	210	353	508
07:22	246	104	277	399	574
07:37	301	118	345	437	628
07:52	355	131	413	469	674
08:07	408	143	481	496	714
08:22	460	154	548	519	747
08:37	509	164	612	539	776
08:52	557	172	674	557	801
09:07	601	179	733	572	823
09:22	643	186	788	585	841
09:37	681	191	839	596	857
09:52	715	196	885	606	871
10:07	747	200	927	614	883
10:22	774	203	965	621	893
10:37	798	205	997	627	902
10:52	818	207	1020	632	909
11:07	834	209	1050	635	914
11:22	846	210	1060	638	918
11:37	854	211	1070	640	920
11:52	858	211	1080	641	922
12:07	858	211	1080	641	922
12:22	854	211	1070	640	920
12:37	846	210	1060	638	918
12:52	834	209	1050	635	914
13:07	818	207	1020	632	909
13:22	798	205	997	627	902
13:37	774	203	965	621	893
13:52	747	200	927	614	883
14:07	715	196	885	606	871
14:22	681	191	839	596	857
14:37	643	186	788	585	841
14:52	601	179	733	572	823
15:07	557	172	674	557	801
15:22	509	164	612	539	776
15:37	460	154	548	519	747
15:52	408	143	481	496	714
16:07	355	131	413	469	674
16:22	301	118	345	437	628
16:37	246	104	277	399	574
16:52	192	88	210	353	508
17:07	140	72	148	297	427
17:22	85	48	85	227	327
17:37	47	32	42	149	214
17:52	16	16	11	0	0

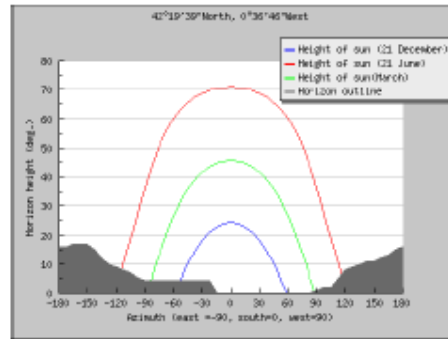
G: Global irradiance on a fixed plane (W/m2)
 Gd: Diffuse irradiance on a fixed plane (W/m2)
 Gc: Global clear-sky irradiance on a fixed plane (W/m2)
 DNI: Direct normal irradiance (W/m2)
 DNIc: Clear-sky direct normal irradiance (W/m2)



Daily irradiance on a fixed plane



Direct normal irradiance



Outline of horizon with sun path for winter and summer solstice

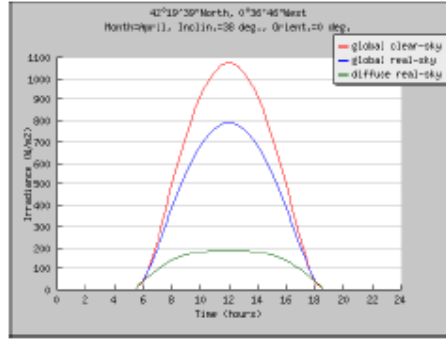
Figura 1.11.5. Calculos PvGis.
 Fuente: PvGis

11.6 Abril

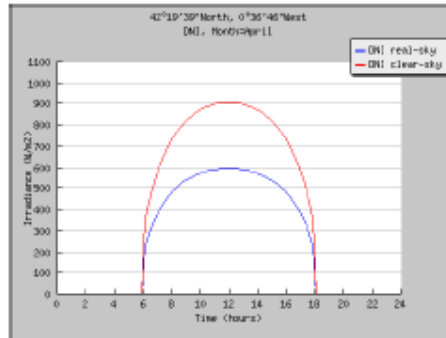
Radiation estimates

Time	G	Gd	Gc	DNI	DNIc
05:52	37	36	29	0	0
06:07	59	48	53	225	343
06:22	94	62	96	279	425
06:37	134	75	148	324	494
06:52	177	88	205	362	552
07:07	222	100	265	395	602
07:22	268	112	328	423	644
07:37	314	122	392	447	682
07:52	361	132	456	468	714
08:07	406	141	519	487	743
08:22	450	148	581	504	768
08:37	492	155	641	518	790
08:52	532	161	699	531	809
09:07	570	166	753	542	826
09:22	606	171	804	552	841
09:37	638	175	852	560	854
09:52	668	178	895	568	866
10:07	695	180	935	574	875
10:22	718	182	969	580	884
10:37	739	184	999	584	891
10:52	756	185	1020	588	896
11:07	769	186	1040	591	901
11:22	780	187	1060	593	904
11:37	787	187	1070	595	906
11:52	790	187	1080	595	908
12:07	790	187	1080	595	908
12:22	787	187	1070	595	906
12:37	780	187	1060	593	904
12:52	769	186	1040	591	901
13:07	756	185	1020	588	896
13:22	739	184	999	584	891
13:37	718	182	969	580	884
13:52	695	180	935	574	875
14:07	668	178	895	568	866
14:22	638	175	852	560	854
14:37	606	171	804	552	841
14:52	570	166	753	542	826
15:07	532	161	699	531	809
15:22	492	155	641	518	790
15:37	450	148	581	504	768
15:52	406	141	519	487	743
16:07	361	132	456	468	714
16:22	314	122	392	447	682
16:37	268	112	328	423	644
16:52	222	100	265	395	602
17:07	177	88	205	362	552
17:22	134	75	148	324	494
17:37	94	62	96	279	425
17:52	59	48	53	225	343
18:07	37	36	29	0	0
18:22	24	24	19	0	0

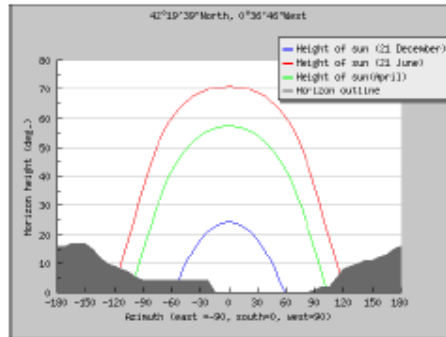
G: Global irradiance on a fixed plane (W/m2)
 Gd: Diffuse irradiance on a fixed plane (W/m2)
 Gc: Global clear-sky irradiance on a fixed plane (W/m2)
 DNI: Direct normal irradiance (W/m2)
 DNIc: Clear-sky direct normal irradiance (W/m2)



Daily Irradiance on a fixed plane



Direct normal irradiance



Outline of horizon with sun path for winter and summer solstice

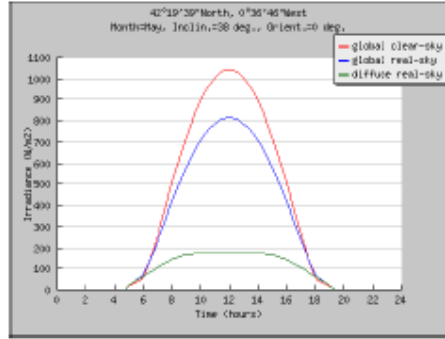
Figura 1.11.6. Calculos Pvgis.
Fuente: Pvgis



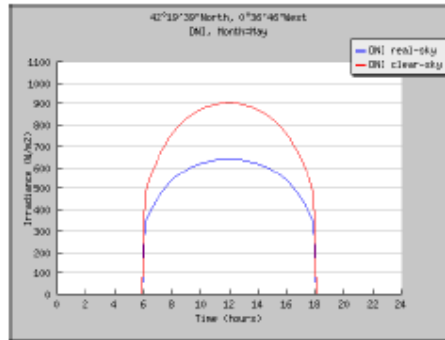
11.7 Mayo

Radiation estimates

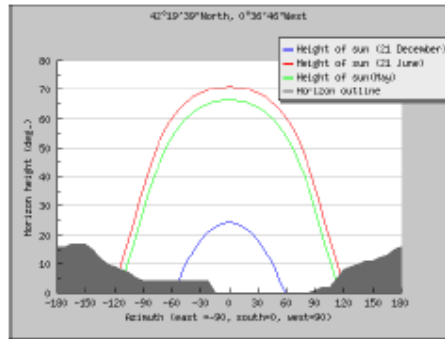
Time	G	Gd	Gc	DNl	DNlc
05:07	28	27	22	0	0
05:22	40	39	32	0	0
05:37	51	50	42	0	0
05:52	62	61	50	0	0
06:07	86	65	78	338	477
06:22	124	77	125	377	532
06:37	166	89	177	411	579
06:52	209	100	233	441	621
07:07	255	110	291	467	658
07:22	300	120	350	490	690
07:37	346	129	410	510	719
07:52	392	137	470	528	744
08:07	436	144	529	544	767
08:22	479	151	586	558	787
08:37	521	156	642	571	805
08:52	560	161	695	582	821
09:07	598	166	745	592	835
09:22	632	169	793	601	848
09:37	664	172	836	609	859
09:52	694	174	877	616	868
10:07	720	176	913	622	877
10:22	743	178	945	627	884
10:37	763	179	973	631	890
10:52	780	180	996	635	895
11:07	794	181	1010	637	899
11:22	804	181	1030	639	901
11:37	811	181	1040	641	903
11:52	814	181	1040	641	904
12:07	814	181	1040	641	904
12:22	811	181	1040	641	903
12:37	804	181	1030	639	901
12:52	794	181	1010	637	899
13:07	780	180	996	635	895
13:22	763	179	973	631	890
13:37	743	178	945	627	884
13:52	720	176	913	622	877
14:07	694	174	877	616	868
14:22	664	172	836	609	859
14:37	632	169	793	601	848
14:52	598	166	745	592	835
15:07	560	161	695	582	821
15:22	521	156	642	571	805
15:37	479	151	586	558	787
15:52	436	144	529	544	767
16:07	392	137	470	528	744



Daily irradiance on a fixed plane



Direct normal irradiance



Outline of horizon with sun path for winter and summer solstice

16:22	346	129	410	510	719
16:37	300	120	350	490	690
16:52	255	110	291	467	658
17:07	209	100	233	441	621
17:22	166	89	177	411	579
17:37	124	77	125	377	532
17:52	86	65	78	338	477
18:07	62	61	50	0	0
18:22	51	50	42	0	0
18:37	40	39	32	0	0
18:52	28	27	22	0	0
19:07	15	15	12	0	0

G: Global irradiance on a fixed plane (W/m2)

Gd: Diffuse irradiance on a fixed plane (W/m2)

Gc: Global clear-sky irradiance on a fixed plane (W/m2)

DNI: Direct normal irradiance (W/m2)

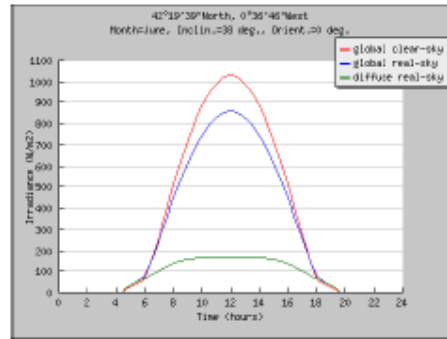
DNIc: Clearsky direct normal irradiance (W/m2)

11.8 Junio

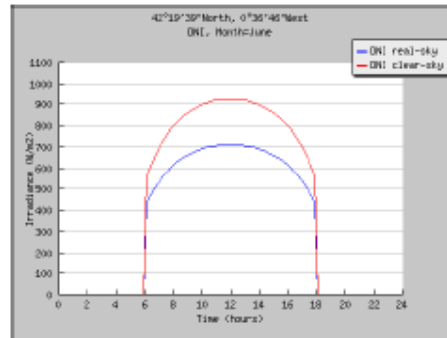
Radiation estimates

Time	G	Gd	Gc	DNI	DNIc
04:52	29	29	23	0	0
05:07	40	39	32	0	0
05:22	50	50	40	0	0
05:37	60	59	48	0	0
05:52	70	68	56	0	0
06:07	96	67	86	429	558
06:22	137	78	135	465	604
06:37	182	88	187	495	644
06:52	228	98	243	523	679
07:07	275	107	300	547	711
07:22	323	116	358	568	739
07:37	371	124	417	587	763
07:52	418	131	475	604	785
08:07	464	138	532	619	805
08:22	509	143	588	633	823
08:37	552	148	642	645	838
08:52	593	152	693	656	852
09:07	631	156	741	665	865
09:22	667	159	787	674	876
09:37	701	161	829	681	886
09:52	731	163	868	688	894
10:07	758	165	903	693	901
10:22	782	166	933	698	908
10:37	803	167	960	702	913
10:52	821	168	983	706	917
11:07	835	168	1000	708	921
11:22	845	168	1010	710	923
11:37	853	169	1020	712	925
11:52	856	169	1030	712	926
12:07	856	169	1030	712	926
12:22	853	169	1020	712	925
12:37	845	168	1010	710	923
12:52	835	168	1000	708	921
13:07	821	168	983	706	917
13:22	803	167	960	702	913
13:37	782	166	933	698	908
13:52	758	165	903	693	901
14:07	731	163	868	688	894
14:22	701	161	829	681	886
14:37	667	159	787	674	876
14:52	631	156	741	665	865
15:07	593	152	693	656	852
15:22	552	148	642	645	838
15:37	509	143	588	633	823
15:52	464	138	532	619	805

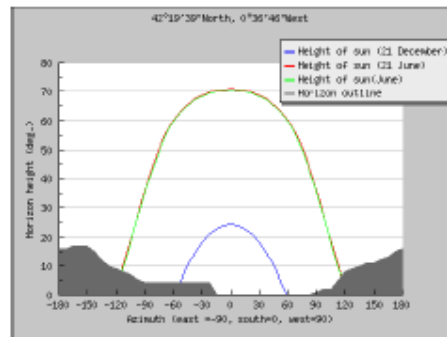
Figura 1.11.7. Calculos PvGis. Fuente: PvGis



Daily irradiance on a fixed plane



Direct normal irradiance



Outline of horizon with sun path for winter and summer solstice



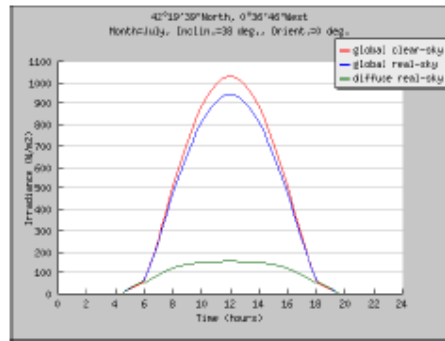
16:07	418	131	475	604	785
16:22	371	124	417	567	763
16:37	323	116	358	568	739
16:52	275	107	300	547	711
17:07	228	98	243	523	679
17:22	182	88	187	495	644
17:37	137	78	135	465	604
17:52	96	67	86	429	558
18:07	70	68	56	0	0
18:22	60	59	48	0	0
18:37	50	50	40	0	0
18:52	40	39	32	0	0
19:07	29	29	23	0	0
19:22	18	18	15	0	0

G: Global irradiance on a fixed plane (W/m2)
 Gd: Diffuse irradiance on a fixed plane (W/m2)
 Gc: Global clear-sky irradiance on a fixed plane (W/m2)
 DNI: Direct normal irradiance (W/m2)
 DNlc: Clear-sky direct normal irradiance (W/m2)

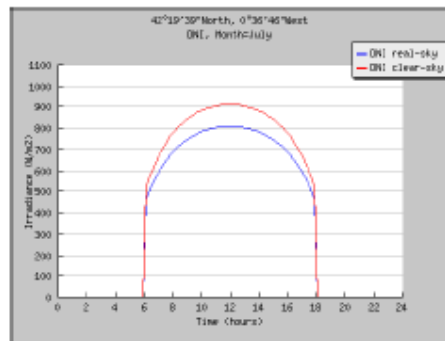
Figura 1.11.8. Calculos PvGis.
 Fuente: PvGis

11.9 Julio
 Radiation estimates

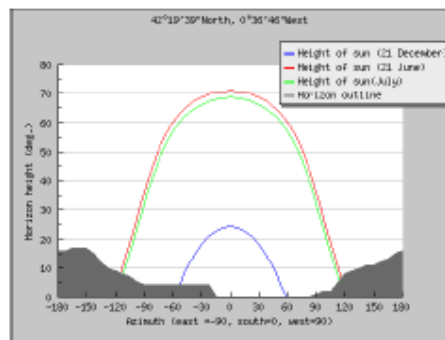
Time	G	Gd	Gc	DNI	DNlc
04:52	20	20	19	0	0
05:07	30	29	28	0	0
05:22	39	39	37	0	0
05:37	48	48	45	0	0
05:52	57	56	53	0	0
06:07	84	54	82	462	521
06:22	128	65	130	506	570
06:37	176	74	182	544	614
06:52	227	84	237	578	651
07:07	279	92	295	607	685
07:22	332	101	353	634	714
07:37	386	108	412	657	741
07:52	439	115	471	678	764
08:07	491	121	528	696	785
08:22	541	127	585	713	803
08:37	590	131	639	727	820
08:52	637	135	691	740	835
09:07	681	139	740	752	848
09:22	722	142	786	762	859
09:37	760	144	829	771	870
09:52	795	146	868	779	879
10:07	827	148	903	786	886
10:22	855	149	934	792	893
10:37	879	150	961	797	898
10:52	899	151	984	801	903
11:07	915	151	1000	804	907
11:22	928	152	1020	807	909
11:37	936	152	1030	808	911
11:52	940	152	1030	809	912
12:07	940	152	1030	809	912
12:22	936	152	1030	808	911
12:37	928	152	1020	807	909
12:52	915	151	1000	804	907
13:07	899	151	984	801	903
13:22	879	150	961	797	898
13:37	855	149	934	792	893
13:52	827	148	903	786	886
14:07	795	146	868	779	879
14:22	760	144	829	771	870
14:37	722	142	786	762	859
14:52	681	139	740	752	848
15:07	637	135	691	740	835
15:22	590	131	639	727	820
15:37	541	127	585	713	803
15:52	491	121	528	696	785



Daily irradiance on a fixed plane



Direct normal irradiance





16:07	439	115	471	678	764
16:22	386	108	412	657	741
16:37	332	101	353	634	714
16:52	279	92	295	607	685
17:07	227	84	237	579	651
17:22	176	74	182	544	614
17:37	128	65	130	506	570
17:52	84	54	82	462	521
18:07	57	56	53	0	0
18:22	48	48	45	0	0
18:37	39	39	37	0	0
18:52	30	29	28	0	0
19:07	20	20	19	0	0
19:22	10	10	9	0	0

G: Global irradiance on a fixed plane (W/m²)

G_d: Diffuse irradiance on a fixed plane (W/m²)

G_c: Global clear-sky irradiance on a fixed plane (W/m²)

DNI: Direct normal irradiance (W/m²)

DNI_c: Clear-sky direct normal irradiance (W/m²)

Figura 1.11.9. Calculos PvGis.

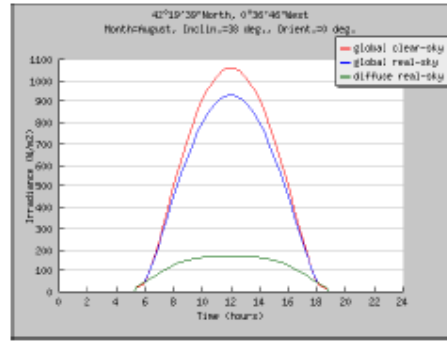
Fuente: PvGis

11.10 Agosto

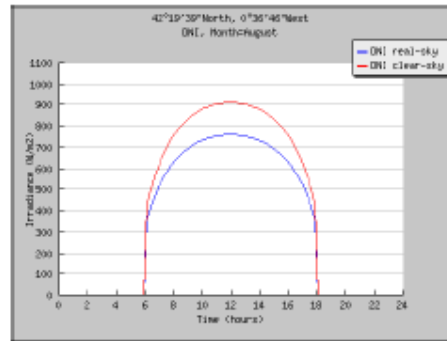
Radiation estimates

Time	G	Gd	Gc	DNI	DNIc
05:37	32	32	28	0	0
05:52	43	42	37	0	0
06:07	67	48	63	355	425
06:22	109	60	109	411	493
06:37	155	71	161	459	550
06:52	206	83	218	500	599
07:07	258	93	278	536	642
07:22	312	103	339	566	679
07:37	366	112	401	593	711
07:52	420	120	464	617	739
08:07	473	128	525	638	764
08:22	525	134	585	656	786
08:37	574	140	643	673	806
08:52	622	145	698	687	823
09:07	667	149	750	700	838
09:22	709	153	800	711	852
09:37	747	156	845	721	863
09:52	783	159	887	729	873
10:07	815	161	925	736	882
10:22	843	162	958	743	890
10:37	868	164	987	748	896
10:52	888	165	1010	752	901
11:07	905	165	1030	756	905
11:22	917	166	1050	758	908
11:37	925	166	1060	760	910
11:52	929	166	1060	761	911
12:07	929	166	1060	761	911
12:22	925	166	1060	760	910
12:37	917	166	1050	758	908
12:52	905	165	1030	756	905
13:07	888	165	1010	752	901
13:22	868	164	987	748	896
13:37	843	162	958	743	890
13:52	815	161	925	736	882
14:07	783	159	887	729	873
14:22	747	156	845	721	863
14:37	709	153	800	711	852
14:52	667	149	750	700	838
15:07	622	145	698	687	823
15:22	574	140	643	673	806
15:37	525	134	585	656	786
15:52	473	128	525	638	764
16:07	420	120	464	617	739
16:22	366	112	401	593	711
16:37	312	103	339	566	679
16:52	258	93	278	536	642
17:07	206	83	218	500	599
17:22	155	71	161	459	550
17:37	109	60	109	411	493
17:52	67	48	63	355	425
18:07	43	42	37	0	0
18:22	32	32	28	0	0
18:37	21	21	18	0	0

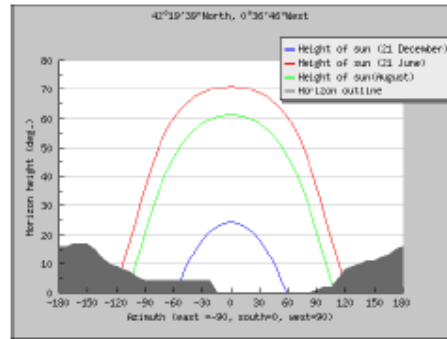
G: Global irradiance on a fixed plane (W/m2)
 Gd: Diffuse irradiance on a fixed plane (W/m2)
 Gc: Global clearsky irradiance on a fixed plane (W/m2)
 DNI: Direct normal irradiance (W/m2)
 DNIc: Clearsky direct normal irradiance (W/m2)



Daily irradiance on a fixed plane



Direct normal irradiance



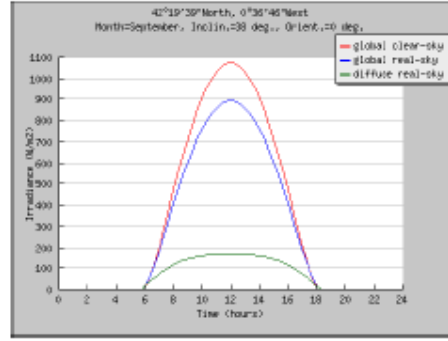
Outline of horizon with sun path for winter and summer solstice

Figura 1.11.10. Calculos PvGis.
 Fuente: PvGis
 11.11 Septiembre

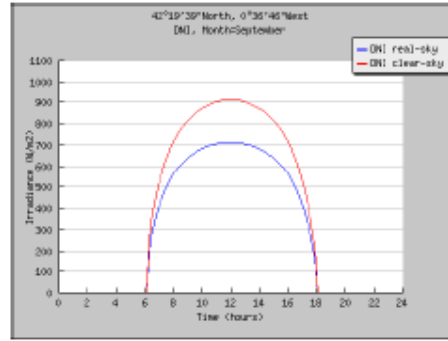
Radiation estimates

Time	G	Gd	Gc	DNl	DNl:c
06:07	25	24	21	0	0
06:22	66	40	67	249	318
06:37	108	53	116	324	413
06:52	157	66	173	385	492
07:07	209	78	234	436	556
07:22	263	90	299	478	610
07:37	318	101	365	513	656
07:52	373	110	431	544	695
08:07	427	119	497	570	728
08:22	480	127	561	593	757
08:37	530	134	623	613	782
08:52	579	141	683	630	804
09:07	625	146	739	645	823
09:22	668	151	792	658	840
09:37	707	154	841	669	854
09:52	744	158	886	679	867
10:07	776	160	927	687	878
10:22	805	163	963	694	887
10:37	830	164	994	700	894
10:52	851	166	1020	705	900
11:07	868	167	1040	709	905
11:22	880	168	1060	712	909
11:37	889	168	1070	713	911
11:52	893	168	1070	714	912
12:07	893	168	1070	714	912
12:22	889	168	1070	713	911
12:37	880	168	1060	712	909
12:52	868	167	1040	709	905
13:07	851	166	1020	705	900
13:22	830	164	994	700	894
13:37	805	163	963	694	887
13:52	776	160	927	687	878
14:07	744	158	886	679	867
14:22	707	154	841	669	854
14:37	668	151	792	658	840
14:52	625	146	739	645	823
15:07	579	141	683	630	804
15:22	530	134	623	613	782
15:37	480	127	561	593	757
15:52	427	119	497	570	728
16:07	373	110	431	544	695
16:22	318	101	365	513	656
16:37	263	90	299	478	610
16:52	209	78	234	436	556
17:07	157	66	173	385	492
17:22	108	53	116	324	413
17:37	66	40	67	249	318
17:52	30	23	27	163	208
18:07	13	13	11	0	0

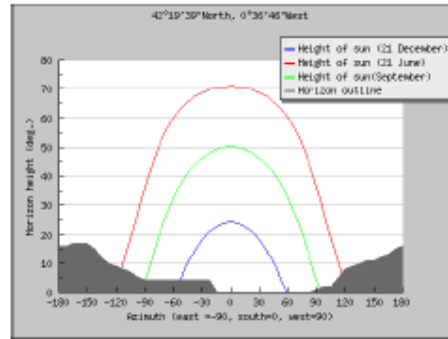
G: Global irradiance on a fixed plane (W/m2)
 Gd: Diffuse irradiance on a fixed plane (W/m2)
 Gc: Global clear-sky irradiance on a fixed plane (W/m2)
 DNl: Direct normal irradiance (W/m2)
 DNl:c: Clear-sky direct normal irradiance (W/m2)



Daily irradiance on a fixed plane



Direct normal irradiance



Outline of horizon with sun path for winter and summer solstice

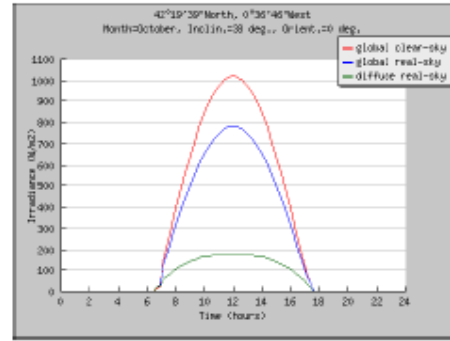
Figura 1.11.11. Calculos PvGis.
 Fuente: PvGis

11.12 Octubre

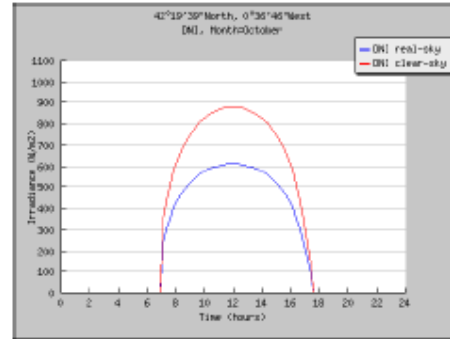
Radiation estimates

Time	G	Gd	Gc	DNI	DNIc
06:52	29	28	23	0	0
07:07	125	57	147	243	350
07:22	176	72	212	307	441
07:37	229	85	280	358	515
07:52	282	98	349	400	576
08:07	334	109	417	435	626
08:22	385	120	484	465	668
08:37	434	129	549	490	704
08:52	481	137	612	511	735
09:07	525	145	670	529	761
09:22	566	151	726	545	784
09:37	604	156	777	558	803
09:52	638	161	824	570	820
10:07	670	165	866	580	834
10:22	697	168	904	588	846
10:37	721	171	937	595	855
10:52	741	173	964	600	863
11:07	757	175	986	605	870
11:22	769	176	1000	608	874
11:37	777	177	1010	610	877
11:52	781	177	1020	611	879
12:07	781	177	1020	611	879
12:22	777	177	1010	610	877
12:37	769	176	1000	608	874
12:52	757	175	986	605	870
13:07	741	173	964	600	863
13:22	721	171	937	595	855
13:37	697	168	904	588	846
13:52	670	165	866	580	834
14:07	638	161	824	570	820
14:22	604	156	777	558	803
14:37	566	151	726	545	784
14:52	525	145	670	529	761
15:07	481	137	612	511	735
15:22	434	129	549	490	704
15:37	385	120	484	465	668
15:52	334	109	417	435	626
16:07	282	98	349	400	576
16:22	229	85	280	358	515
16:37	176	72	212	307	441
16:52	125	57	147	243	350
17:07	71	34	80	169	242
17:22	33	19	36	94	135

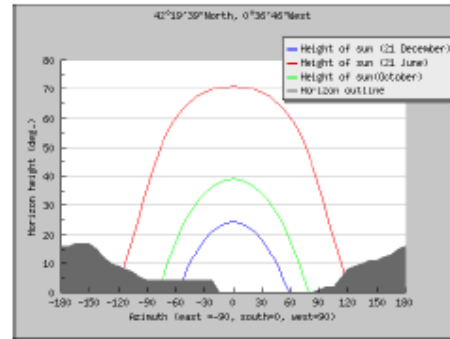
- G: Global irradiance on a fixed plane (W/m²)
- Gd: Diffuse irradiance on a fixed plane (W/m²)
- Gc: Global clear-sky irradiance on a fixed plane (W/m²)
- DNI: Direct normal irradiance (W/m²)
- DNIc: Clearsky direct normal irradiance (W/m²)



Daily irradiance on a fixed plane



Direct normal irradiance



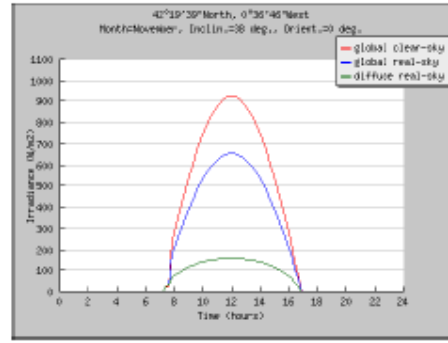
Outline of horizon with sun path for winter and summer solstice

Figura 1.11.12. Calculos PvGis.
Fuente: PvGis

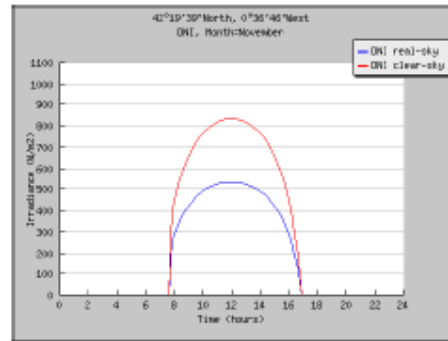
Radiation estimates

Time	G	Gd	Gc	DNI	DNIc
07:37	31	30	25	0	0
07:52	174	66	233	254	396
08:07	226	78	304	305	476
08:22	275	90	375	347	541
08:37	323	100	442	381	595
08:52	368	110	506	410	639
09:07	410	118	567	433	676
09:22	450	125	624	453	707
09:37	486	131	676	470	733
09:52	519	137	724	484	755
10:07	549	141	768	496	774
10:22	575	145	806	506	790
10:37	598	149	839	515	803
10:52	617	151	867	521	813
11:07	632	153	889	526	821
11:22	643	155	906	530	827
11:37	651	156	917	533	831
11:52	655	156	923	534	833
12:07	655	156	923	534	833
12:22	651	156	917	533	831
12:37	643	155	906	530	827
12:52	632	153	889	526	821
13:07	617	151	867	521	813
13:22	598	149	839	515	803
13:37	575	145	806	506	790
13:52	549	141	768	496	774
14:07	519	137	724	484	755
14:22	486	131	676	470	733
14:37	450	125	624	453	707
14:52	410	118	567	433	676
15:07	368	110	506	410	639
15:22	323	100	442	381	595
15:37	275	90	375	347	541
15:52	226	78	304	305	476
16:07	174	66	233	254	396
16:22	115	44	151	192	299
16:37	66	27	85	126	196

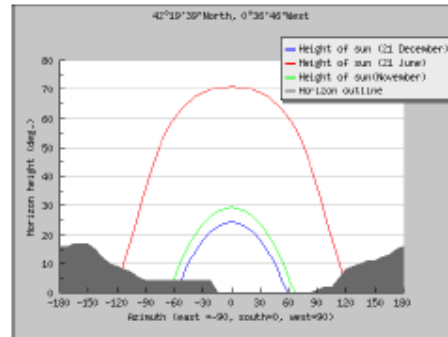
G: Global irradiance on a fixed plane (W/m²)
 Gd: Diffuse irradiance on a fixed plane (W/m²)
 Gc: Global clearsky irradiance on a fixed plane (W/m²)
 DNI: Direct normal irradiance (W/m²)
 DNIc: Clear-sky direct normal irradiance (W/m²)



Daily irradiance on a fixed plane



Direct normal irradiance



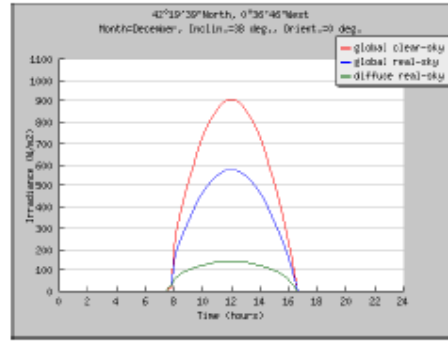
Outline of horizon with sun path for winter and summer solstice

Figura 1.11.13. Calculos PvGis.
 Fuente: PvGis

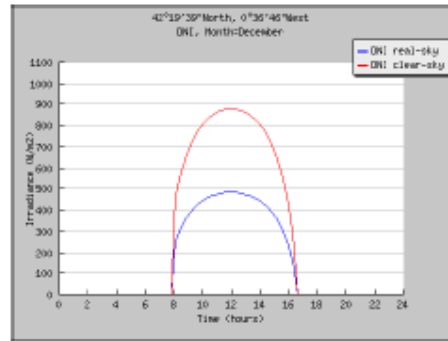
Radiation estimates

Time	G	Gd	Gc	DNI	DNIc
07:52	27	27	19	0	0
08:07	174	60	260	249	451
08:22	227	77	343	296	537
08:37	272	86	415	333	605
08:52	314	95	482	363	659
09:07	353	103	546	387	703
09:22	389	110	604	407	739
09:37	423	116	658	424	769
09:52	452	121	707	437	794
10:07	479	125	751	449	815
10:22	503	129	789	458	832
10:37	523	132	823	466	846
10:52	540	135	851	472	857
11:07	554	137	874	477	866
11:22	564	138	891	480	872
11:37	571	139	902	483	876
11:52	574	140	908	484	878
12:07	574	140	908	484	878
12:22	571	139	902	483	876
12:37	564	138	891	480	872
12:52	554	137	874	477	866
13:07	540	135	851	472	857
13:22	523	132	823	466	846
13:37	503	129	789	458	832
13:52	479	125	751	449	815
14:07	452	121	707	437	794
14:22	423	116	658	424	769
14:37	389	110	604	407	739
14:52	353	103	546	387	703
15:07	314	95	482	363	659
15:22	272	86	415	333	605
15:37	227	77	343	296	537
15:52	174	60	260	249	451
16:07	119	41	176	191	347
16:22	70	25	102	129	233

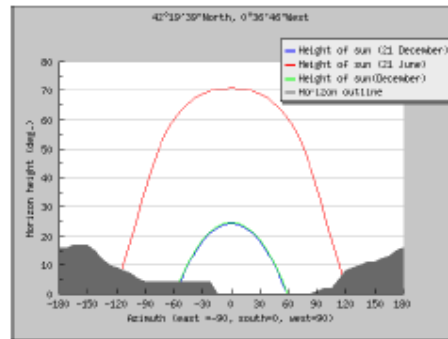
G: Global irradiance on a fixed plane (W/m²)
 Gd: Diffuse irradiance on a fixed plane (W/m²)
 Gc: Global clear-sky irradiance on a fixed plane (W/m²)
 DNI: Direct normal irradiance (W/m²)
 DNIc: Clearsky direct normal irradiance (W/m²)



Daily irradiance on a fixed plane



Direct normal irradiance



Outline of horizon with sun path for winter and summer solstice

Figura 1.11.14. Calculos PvGis.
 Fuente: PvGis



Anexo 5. Planos.