



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

PROYECTO DE EJECUCIÓN DE UNA PLANTA
SOLAR FOTOVOLTAICA DE GRAN POTENCIA
PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA.

Autor: Francisco Javier López Cuenca

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título ‘Proyecto de ejecución de una planta solar fotovoltaica de gran potencia para generación de energía eléctrica.

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2019/20es de mi autoría, original e inédito y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Francisco Javier López Cuenca Fecha: 25/ 08/2020

Autorizada la entrega del proyecto
EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Consolación Alonso Alonso

Fecha: 25/08/ 2020

AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESIS O MEMORIAS DE BACHILLERATO

1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

El autor D.Franciso Javier López Cuenca

DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: Proyecto de ejecución de una planta solar fotovoltaica de gran potencia para generación de energía eléctrica, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor CEDE a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

3º. Condiciones de la cesión y acceso

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducirla en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

4º. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.
- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción

de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

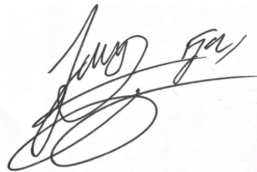
6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 25 de Agosto de 2020.

ACEPTA



Fdo: Francisco Javier López Cuenca

Motivos para solicitar el acceso restringido, cerrado o embargado del trabajo en el Repositorio Institucional:



GRADO EN INGENIERÍA EN
TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO
PROYECTO DE EJECUCIÓN DE UNA
PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE GRAN
POTENCIA PARA GENERACIÓN DE
ENERGÍA ELÉCTRICA

Autor: Francisco Javier López Cuenca

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Agradecimientos

Para empezar, debo agradecer por su empeño, disponibilidad y buen criterio a mi directora Consolación Alonso Alonso. Gracias a ella he podido tomar las directrices de mi proyecto, seguir una línea de trabajo adecuada y por todas las cosas que he podido aprender de ella dentro de este interesante mundo de las instalaciones de placas solares. Hay que destacar su labor extra en estas circunstancias en las que nos hemos visto envueltos en este curso y ser comprensible con los problemas personales que por desgracia he tenido que vivir en estos últimos meses. Esta situación ha complicado mucho las cosas lo que han llevado a cambios continuos en la elaboración del proyecto en cambios de fechas... pero gracias a ella he podido seguir adelante y su comprensión y ánimos en los momentos difíciles.

No podría escribir unos agradecimientos sin mencionar a mis padres, en tiempos de confinamiento era muy difícil sacar fuerzas para seguir esforzándose, mantener el ánimo arriba... gracias a ellos y su trabajo desde casa he sido consciente de que esta situación era temporal que debía mantenerme firme y trabajador para poder acabar todo con satisfacción y a tiempo. En junio-julio en casa hemos vivido un episodio bastante intenso y fue la operación de corazón de mi padre, estando ingresado casi un mes, mi familia y yo hemos tenido que dividirnos el tiempo, organizarnos y poner todo nuestro empeño en estar con él, en los momentos duros pre y post operación. Durante ese tiempo he tenido que trabajar en este proyecto estando en el hospital en los momentos en el que él descansaba, pero gracias al trabajo de los médicos todo ha salido bien. Este último mes de agosto tampoco fue sencillo con ello me refiero al fallecimiento de mi abuela la cual tengo que mencionar porque sé que me está ayudando desde arriba a acabar este proyecto y haciendo que saque lo mejor de mí.

Mis amigos un gran apoyo ya en este proyecto y durante tantos años de carrera, no me imagino que hubiera sido de mi sin ellos. Situaciones de estrés que se acaba liberando en risas, compartir méritos, decepciones y los buenos momentos que guardaré de mi experiencia universitaria.

Proyecto de ejecución de una planta solar fotovoltaica de gran potencia para generación de energía eléctrica

Autor: López Cuenca, Francisco Javier

Director: Alonso Alonso, Consolación

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Palabras clave: fotovoltaica , San Clemente, PERC

1. Introducción

El proyecto consiste en el diseño y ejecución de una planta fotovoltaica de alta potencia en San Clemente, Cuenca. En su desarrollo se han pasado por diferentes etapas para implementarla y elaborarla. Desde la elección del emplazamiento que cumpla los requerimientos medioambientales como atmosféricos necesarios para la producción, la elección de la tecnología y sus proveedores de los elementos que la componen, el diseño de la planta, presupuesto y mantenimiento. Es un proyecto de ingeniería clásico ligado al auge de las energías renovables, que consta de: estudio del emplazamiento, estudio de seguridad y salud, estudio del recurso solar, pliego de condiciones, planos y anexos.

2. Metodología

En la ejecución de una planta fotovoltaica de alta potencia la mayor parte del factor producción y rendimiento depende de la localización, por eso este paso es de suma importancia. Para ello se han consultados webs climatológicas para comprobar que la zona escogida goza de alta radiación, un clima por lo general seco, poca nubosidad y un régimen de vientos estándar, además, se ha analizado la superficie de la localización, así como las colindantes con el fin de evitar pendientes zonas abruptas que produzcan sombras en los paneles y dificulten su instalación. Además, se ha hecho un estudio sobre impacto medioambiental y de áreas protegidas. Para todo esto se han utilizado las bases de datos climatológicos PVGIS, Meteonorm y NASA así como la aplicación Google Earth para poder cuantificar la inclinación y la orografía .

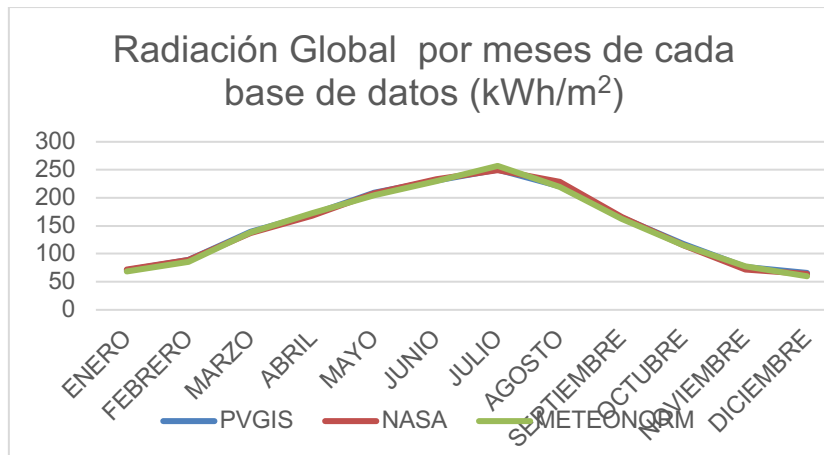


Ilustración 1: Comparativa entre las distintas bases de datos meteorológicos

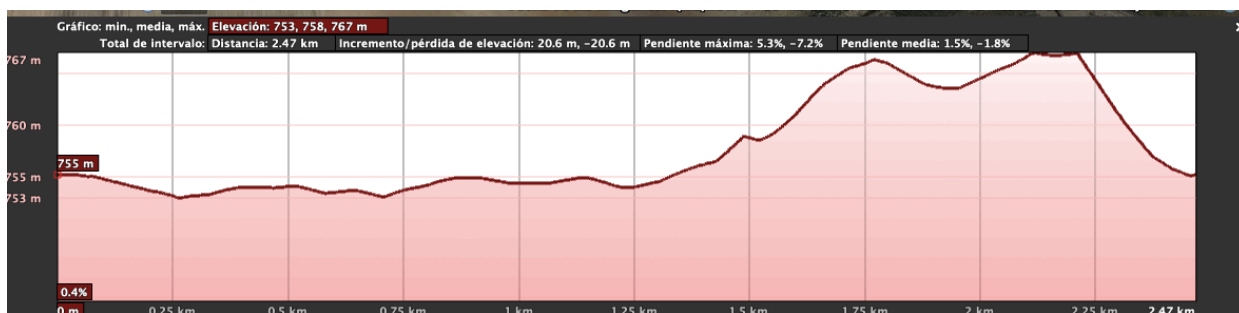


Ilustración 2: Orografía del emplazamiento. Fuente: GoogleEarth

A tener en cuenta ha sido la red eléctrica y las subestaciones de la zona, la tensión a la que opera de 20 kV y la cantidad de potencia que permitía el punto de evacuación más cercano siendo de 10 MW lo cual se ha usado como parámetro principal de diseño de la planta.

Posteriormente se ha procedido al diseño, con el uso del programa PVsyst. Ha sido necesario introducirle las bases de datos climatológicos estudiados, la estimación de las diferentes pérdidas que se dan en una instalación de este tipo y con diversas simulaciones se ha podido escoger entre las diferentes tecnologías que hay en este amplio sector, así como entre sus fabricantes y modelos.

Para empezar, se analizó que panel sería óptimo con una buena relación entre precio y rendimiento, con ello se concluyó que unos paneles monocristalinos, bifaciales y con tecnología PERC era una buena y elocuente elección según el estado actual del mercado, asimismo se estableció una separación entre los seguidores de forma que los paneles recibieran de forma directa la luz durante la mayor parte del día sin proyectar sombras y sin ocupar una superficie excesivamente grande.

Esto lleva a la elección del tipo de estructuras lo cual supone grandes cambios en lo que a precio y producción supone, se han hecho tres simulaciones entre los tipos que existen así como una comparación en lo que oscilan los precios de estas, concluyendo que la opción más acertada y que coincide con la más usada hoy en día es una estructura con un eje móvil el cual gracias a su movimiento permite que las placas sigan al sol de este a oeste.

En las últimas simulaciones se ha comprobado diferentes ratios en la elección del inversor y elegido una solución compacta lo cual incluye el transformador, el inversor y todos los equipos media tensión en un cajón prefabricado que facilita y abarata la instalación.

Definición de un sistema red, Variante "separacion"

Configuración global sistema

1. Núm. de tipos de sub-conjuntos

Esquema Simplificado

Resumen sistema global

Núm. de módulos	24102	Potencia nominal FV	10002 kWp
Superficie módulos	54032 m ²	Potencia máxima FV	kWdc
Núm. de inversores	7	Potencia nominal CA	8750 kWac

Conjunto FV

Nombre y orientación del sub-conjunto

Nombre: Conjunto FV

Orientación: Seguidor, eje inclinado u horiz. N-S

Ayuda al dimensionamiento

Sin pre-dim. Entrar Pnom deseada: 10000.0 kWp

Redimens. superficie disponible(módulos): 54019 m²

Selección del módulo FV

Disponibles actualmente: All PV modules

Módulo bifacial | Sistema bifacial

Longi Solar	415 Wp 34V	Si-mono	LR-4-72 HBD 415 M Bifacial	Since 2019	Manufacturer 2019	Abrir
-------------	------------	---------	----------------------------	------------	-------------------	-------

Dimensionamiento de voltajes: 34.6 V
Voc (-10°C): 54.2 V

Use Optimizer

Selección del inversor

Disponibles actualmente: Output voltage 360 V Tri 50Hz

Power Electronics	1250 kW	565 - 820 V	TL	50/60 Hz	FreeSun FS1250 HE/HEC 360V	Since 2012	Abrir
-------------------	---------	-------------	----	----------	----------------------------	------------	-------

Núm. de inversores: 7

Voltaje de funcionam.: 565-820 V | Potencia global inv.: 8750 kWac
Voltaje máx. de entrada: 1000 V

Dimensionamiento del conjunto

Núm. de módulos y cadenas

Mód. en serie: 18 (entre 17 y 18)

Núm. de cadena: 1339 (entre 1171 y 1339)

Perdida sobrecarga: 0.3 %

Relación Pnom: 1.14

Núm. módulos: 24102 | Superficie: 54032 m²

Cond. de funcionamiento

Vmpp (60°C)	623 V
Vmpp (20°C)	736 V
Voc (-10°C)	976 V

Irradiancia plano: 1000 W/m²

Impp (STC)	13950 A
Isc (STC)	14582 A
Isc (en STC)	14582 A

Potencia nom. Conjunto: 510002 kWp

Ilustración 3: Configuración de los elementos de la planta

Posteriormente se hizo un estudio en base a otras pantallas y condiciones equiparables sobre el cuidado y el mantenimiento y como se desmantelaría la planta después de los 25-30 años que se estima de vida útil, lo cual todo es un procedimiento estándar sin ningún punto a destacar.

Con la herramienta de Autocad se ha hecho el diseño de la planta, elaborando los planos para ello se han tomado datos de PVsyst de forma orientativa como la superficie necesaria a ocupar, número de heliostatos, inversores... para así adaptarlos a la superficie y las condiciones particulares de la localización.

Después se ha procedido a hacer un Pliego de Condiciones Generales del Proyecto en base a proyectos estándar de uso común en este tipo de construcciones. Tiene por finalidad regular la ejecución de las obras fijando los niveles técnicos y de calidad exigibles, precisando las intervenciones que corresponden y con arreglo a la legislación aplicable, al Promotor o dueño de la obra, al Contratista o constructor de la misma, sus técnicos y encargados, al Proyectista y Dirección Facultativa, así como las relaciones entre todos ellos y sus correspondientes obligaciones en orden al cumplimiento del contrato de obra.

En base al diseño se ha hecho el presupuesto de la instalación usando el programa Zype Arquímedes, que es un software de gestión de proyectos que ha sido de utilidad para elaborar el presupuesto además del pliego de condiciones.

Por último se ha complementado con un estudio de seguridad y salud que abarca desde su edificación hasta el final de su explotación, también basado en estudios estándar de esta clase.

3. Resultados y conclusiones.

Como se ha expuesto el emplazamiento escogido es en San Clemente, Cuenca el cual reúne condiciones óptimas en lo referente al clima, orografía y respeto a la fauna y flora de la zona.

Los datos de radiación se consideran veraces al no presentar gran desviación entre ellos ese proporciona seguridad y confianza a la hora de usarlos en las simulaciones de PVsyst.

Con el PVsyst se ha podido concluir que una adecuada es de 12 metros entre estructuras móviles a un eje que soportan dos paneles puestos en vertical con tecnología bifacial, PERC y de silicio monocristalino , con 7 inversores es la opción más rentable y de gran producción energética.

Adelante se presenta una vista en planta del diseño que se ha hecho de la planta:

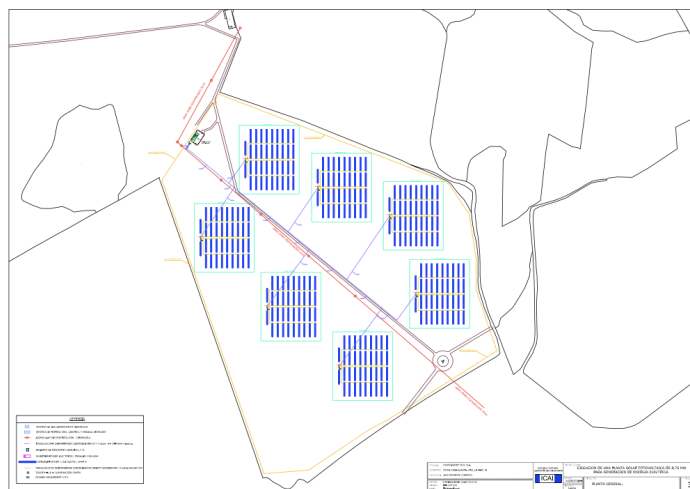


Ilustración4: dibujo en planta de la instalación.

El presupuesto se ha desglosado en las siguientes partidas principales:

-Obras y acondicionamiento de parcela:	1.544.659,86 €
-Componentes que conforman la parte de alta tensión de la instalación:	231.846,26 €
-Equipos escogidos en la planta fotovoltaica:	4.016.343,66 €
-Componentes que conforman la parte de baja tensión de la instalación:	1.931.718,00 €
-Instalaciones auxiliares:	158.638,20 €
-Material necesario a lo referente a seguridad y salud:	82.643,66 €

Ascendiendo el presupuesto de ejecución material a la expresada cantidad de 7965849,75€ Además en el estudio de viabilidad económica indica que sería rentable su ejecución como indica el VAN positivo , LCOE inferior al precio de venta establecido en 45 €/MWh y que la inversión original se recuperaría a los largo del onceavo año de explotación.

VAN:	6478404,05€
TIR:	7%
LCOE:	25,45€/MWh
PR	11,6 años

Project for the execution of a high-power photovoltaic solar plant to generate electricity.

Author: **López Cuenca, Francisco Javier**

Director: Alonso Alonso, Consolación

Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

Keywords: photovoltaic, San Clemente, PERC

1. Introduction

The project consists of the design and execution of a high-power photovoltaic plant in San Clemente, Cuenca. During its development different stages have been considered to implement and develop this plant. From the choice of the site that fulfil the environmental and atmospheric requirements necessary for its production, the choice of technology and the suppliers of the elements that compose it, the design of the plant itself, and the budget and maintenance. This project is a classic engineering one linked to the rise of renewable energies, which consists of site study, health and safety study, solar resource study, bid specifications, plans, and attached.

2. Methodology

In the execution of a high-power photovoltaic plant, most of the production and performance factor depends on the site, that is why this step is extremely important. For that reason, climatological websites have been consulted to verify the chosen area has high radiation, a generally dry climate, little cloudiness, and a standard wind regime. Furthermore, the surface of the location has been analysed, in conjunction with the bordering ones to avoid steep slopes that generate shadows on the panels and hinder their installation. Besides, a study on the environmental impact and protected areas has been realised. For all this, the PVGIS, Meteonorm, and Nasa programs have been used to obtain the climatological databases for their analysis and their subsequent use. GoogleEarth has been used to quantify the inclination and orography.

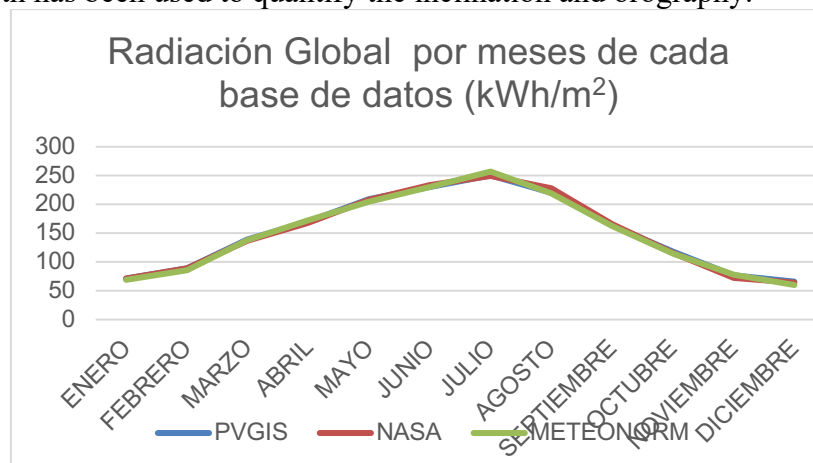


Figure 1: Comparison of the different meteorological databases

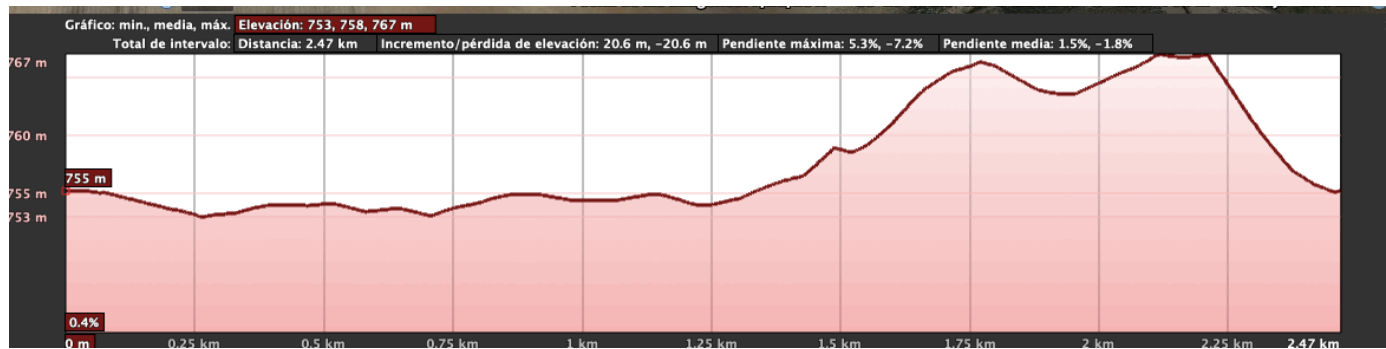


Figure 2: orography of the site. Source: GoogleEarth

Several factors have been considered such as the electrical network and substations in the area, the voltage of 29KV at which operates, and the amount of power allowed by the closest evacuation point being 10MW, which has been used as the main design parameter of the plant.

Subsequently, the design was carried out using the PVsyst program. It has been necessary to introduce the studied climatological databases, the estimation of the different losses that occur in an installation of this type. With various simulations, it has been possible to choose between the different technologies that exist in this wide sector, as well as those between its manufacturers and models.

Firstly, it was analysed which panel would be optimal with a good relationship between price and performance. With this, it was concluded that monocrystalline, bifacial, and PERC technology panels were a good and eloquent choice according to the current state of the market. Likewise, a separation was established between the followers so that the panels would receive light directly during most of the day without projecting shadows and without occupying an excessively large surface.

This leads to the choice of the type of structures, which supposes great changes regarding price and production. Three simulations have been made between the types that exist in conjunction with a comparison between the prices of them, concluding that the most successful option and the one that coincides with the most used today is a structure with a mobile axis which, thanks to its movement, allows the plates to follow the sun from east to west.

In the latest simulations, different ratios have been verified in the choice of the investor and a compact solution was chosen, which includes the transformer, the investor, and all the equipment. It measured voltage in a prefabricated box that makes installation easier and cheaper.

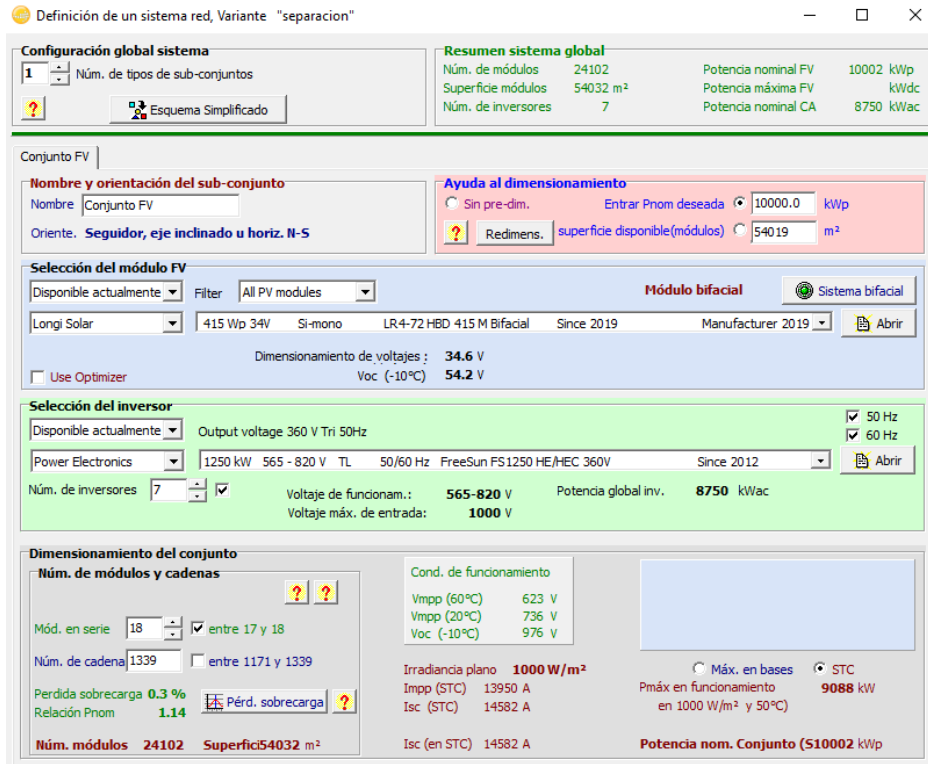


Figure 3: Configuration of the plant elements

Subsequently, a study was carried out based on other plants and comparable conditions on the care and maintenance and how the plant would be dismantled after the estimated 25-30 years of useful life, which is all a standard procedure without any point of highlight.

With the *Autocad* tool, the design of the plant has been made, drawing up the plans for this, data from PVsyst have been taken for guidance such as the necessary surface to occupy, number of heliostats, investors, etc. In an attempt to adapt them to the surface, and conditions particular of the site.

Afterwards, a General bid specification was designed based on standard projects of common use in this type of construction. Its purpose is to regulate the execution of the works, setting the technical and quality levels required, specifying the corresponding interventions and following the applicable legislation, the owner of the work, the contractor or builder of the same work, its technicians and managers, the Designer and Project Manager, as well as the relationships between all of them and their corresponding obligations to fulfil the work contract.

Under the design, the installation budget has been made using the *Zype Arquímedes*, which is a project management software that has been used to prepare the budget together with the specifications.

To sum up, this project has been complemented with a health and safety study that encompasses from its construction to the end of its exploitation, also based on standard studies of this kind.

3. Results and conclusions

As it has been exposed, the chosen site has been San Clemente, Cuenca, which meets the conditions regarding climate, orography, and the fauna and flora of the area. The radiation data are considered true as they do not present a large deviation between them, which provides security and confidence when using them in the PVsyst simulations. With the PVsyst has been possible to conclude that a suitable one is 12 meters between mobile structures on an axis that support two panels placed vertically with bifacial technology, PERC, and monocrystalline silicon, with 7 investors which is the most profitable and of high energy production option.

Below there is a plan view of the design that has been made of the plant:

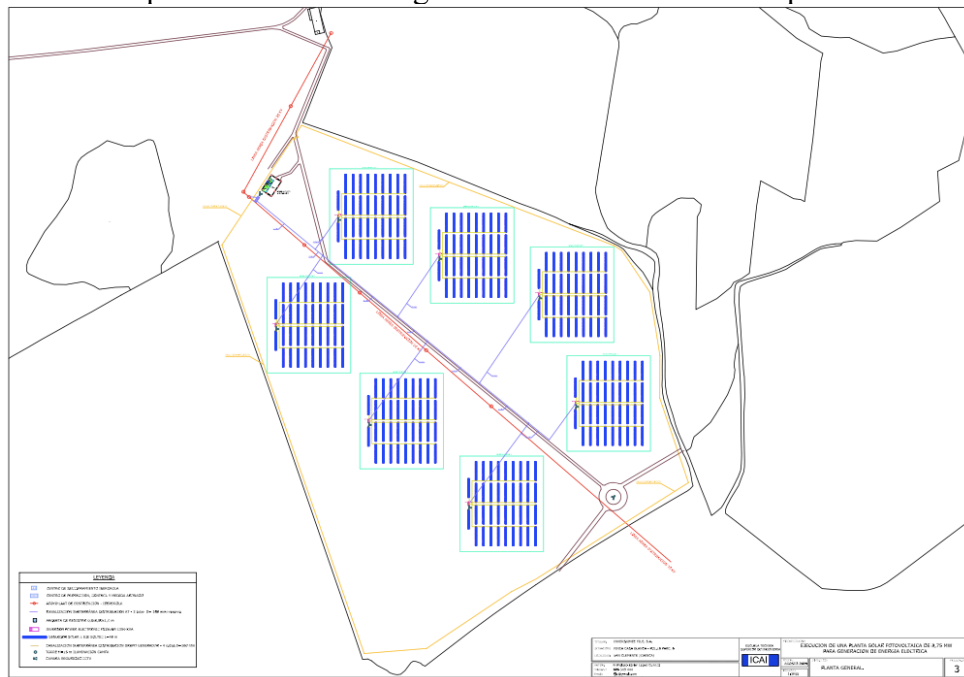


Figure 4: plant drawing of the installation

The budget has been broken down into four targets:

- Works and conditioning of the patch: € 1544659.86
- Components that shape the high voltage part of the installation: € 231,846.26
- The equipment chosen in the photovoltaic plant: € 4016343.66
- Components that shape the low voltage part of the installation: € 1931 718.00
- Supporting facilities: € 158 638.20
- Material needed regarding health and safety: € 82,643.66

The budget of material execution raises to the expressed amount of € 7,965,849.75

In addition, the economic feasibility study indicates that its execution would be profitable as indicated by the positive NPV, LCOE lower than the sale price established at € 45 / MWh and that the original investment would be recovered throughout the eleventh year of operation.

VAN:	6478404,05€
TIR:	7%
LCOE:	25,45€/MWh
PR:	11,6 años

ÍNDICE GENERAL

0. INTRODUCCIÓN	1
<u>MEMORIA DESCRIPTIVA</u>	4
1.DATOS Y CARACTERÍSTICAS DEL EMPLAZAMIENTO Y LA RED ELECTRICA COLINDANTE.	4
2.ANÁLISIS DE IMPACTO MEDIOAMBIENTAL.	13
3.ESTUDIO DEL RECURSO SOLAR.	36
4.EQUIPOS LA PLANTA FOTOVOLTAICA.	52
5.<u>PLIEGO DE CONDICIONES</u>	110
6. <u>ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD</u>	143
7. <u>MANTENIMIENTO DE LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA</u>	174
8.<u>PLAN DE RESTAURACIÓN</u>	183
9. <u>PRESUPUESTO</u>	187
10.<u>ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA</u>	206
11.<u>DISEÑO ELÉCTRICO</u>	215
12.<u>PLANOS</u>	234
BIBLIOGRAFÍA	244
ANEXO O.D.S.	247
ANEXO A PLANOS RED ELÉCTRICA DE LA ZONA	249
ANEXO B DATASHEET ESTRUCTURA	256
ANEXO C DATASHEET INVERSOR	259
ANEXO D DATASHEET PANEL SOLAR	269
ANEXO E DATASHEET CAJA DE CONEXIONES	271

ÍNDICE DE FIGURAS

Ilustración 1: Vista en planta de la parcela disponible ,escala 1:5500	7
Ilustración 2: Vías de acceso al emplazamiento	8
Ilustración 3: Orografía del emplazamiento	9
Ilustración 4: red eléctrica del término de San Clemente	10
Ilustración 5: red eléctrica en detalle de la parcela disponible	11
Ilustración 6: Temperatura máxima y mínima promedio, por meses del año .La temperatura máxima(línea roja) y la temperatura mínima (línea azul) promedio diaria. Las líneas delgadas punteadas son las temperaturas promedio percibidas correspondientes	16
Ilustración 7: Rosa de los vientos para la estación de San Clemente a altitud de 10m. ...	17
Ilustración 8: Promedio de la velocidad media del viento (línea gris oscuro)	18
Ilustración 9: El porcentaje de tiempo en cada banda de cobertura de nubes, categorizado según el porcentaje del cielo cubierto de nubes	18
Ilustración 10: La cantidad de horas durante las cuales el sol está visible (línea negra). De abajo (más amarillo) hacia arriba (más gris), las bandas de color indican: luz natural total, crepúsculo (civil, náutico y astronómico) y noche total.....	19
Ilustración 11: altitud y relieve del terreno limítrofe.....	19
Ilustración 12: Hidrología del terreno limítrofe, en azul aquellas zonas de aguas subterráneas y cauces de ríos que atraviesan el área. Fuente: google earth.	20
Ilustración 13: Mapa hidrológico	20
Ilustración 14: Plano de clasificación del suelo. Fuente: Plan Delimitación del Suelo Municipal.....	33
Ilustración 15: Superficie designada como zona zepa. Fuente: ArcGIS zona zepa España	34
Ilustración 16: Fotografía de Fuente: Ministerio de Agricultura, Alimentación, Pesca y Medio Ambiente	34
Ilustración 17: Representación gráfica de los tipos de radiaciones	37
Ilustración 18: Media de radiación global ,fuente Meteonorm	41
Ilustración 19: Datos de radiación difusa y global aportados, fuente Meteonorm	41
Ilustración 20: media temperatura anual, fuente Meteonorm.....	42
Ilustración 21: Duración de la radiación solar, fuente Meteonorm	42
Ilustración 22: Diagrama de Pareto de las precipitaciones, fuente Meteonorm	42
Ilustración 23: Diagrama de cuartiles de la temperatura media de cada mes, fuente Meteonorm.....	42
Ilustración 24: Horizonte de la zona a estudiar	43
Ilustración 25: Gráfico comparativo de radiación global	50
Ilustración 26: Esquema simplificado de una planta fotovoltaica	55
Ilustración 27: Aspecto de un panel de silicio amorfo	56
Ilustración 28: Aspecto de un panel fotovoltaico de silicio policristalino	57
Ilustración 29: Aspecto de un panel solar monocristalino.....	58
Ilustración 30: Esquema de funcionamiento y composición de una placa con tecnología PERC.	60
Ilustración 31: Esquema de funcionamiento y composición de una placa bifacial	61
Ilustración 32: Esquema de conexión de un inversor central.	65

Ilustración 33: Esquema de conexión de los inversores tipo string.....	65
Ilustración 34: Resultados de la separación.....	69
Ilustración 35: Campos a rellenar en el uso de tecnología bifacial	71
Ilustración 36: campos a rellenar en la tecnología bifacial	71
Ilustración 37: características técnicas placa Longi Solar LR4-72HBD	78
Ilustración 38: Selección de estructuras fijas en PVsyst	81
Ilustración 39: Selección de estructuras con seguimiento a un eje en PVsyst	83
Ilustración 40: Diseño genérico de la planta	84
Ilustración 41: Selección de estructuras con seguimiento a dos ejes en PVsyst	85
Ilustración 42: Introducción de las pérdidas IAM en PVSyst	98
Ilustración 43: Introducción de las pérdidas térmicas en PVSyst	99
Ilustración 44: Introducción de las pérdidas óhmicas en PVSyst.....	99
Ilustración 45: Introducción de las pérdidas por envejecimiento en PVSyst	100
Ilustración 46: Introducción de las pérdidas por calidad de los módulos, LID, y desajustes en PVSyst.	100
Ilustración 47: Introducción de las pérdidas por suciedad en PVSyst.....	101
Ilustración 48: Gráfico de la evolución de la producción de la planta	109
Ilustración 49: Gastos del presupuesto	205
Ilustración 50: Estructuración de los strings de la planta	218

Índice de tablas

Tabla 1: Datos de la parcela	6
Tabla 2: resumen con las comunidades vegetales de mayor interés inventariadas en el término municipal de Arenales de San Gregorio por el proyecto Anthos.....	27
Tabla 3: Tabla de datos, fuente meteonorm	44
Tabla 4: Media mensual de radiación global desde el año 2010-2019, fuente Nasa.....	45
Tabla 5: Media de radiación global de cada mes desde el año 2010-2019, fuente Nasa .	45
Tabla 6: Resumen de radiación global de cada base de datos	49
Tabla 7: Datos a utilizar en la simulaciones con PVSyst	51
Tabla 8: Comparativa entre paneles monocristalinos y policristalinos	59
Tabla 9: Tabla comparativa entre los tipos de estructuras disponibles en el mercado....	63
Tabla 10: comparación entre paneles bifaciales y monofaciales.....	72
Tabla 11: comparación entre paneles de silicio monocristalino y policristalino.....	73
Tabla 12: comparación entre paneles con y sin tecnología PERC	75
Tabla 13: comparación de las distintas marcas en el mercado	76
Tabla 14: Características físicas placa LR4-72HBD.....	77
Tabla 15: comportamiento de la planta para diferentes distancias entre estructuras.....	79
Tabla 16: Simulaciones para uso de estructuras fijas	82
Tabla 17: Simulación con estructuras de un eje	84
Tabla 18: Simulación con seguidores a dos ejes	86
Tabla 19: Rendimientos habituales de un inversor comercial.....	90
Tabla 20: Comparación de ratios de inversores.....	91
Tabla 21: Tabla resumen del porcentaje de pérdidas	108
Tabla 22: Simulaciones de la producción de la planta durante 25 años	109
Tabla 23: Flujo de caja a lo largo de la vida útil de la instalación.	211
Tabla 24: Tabla resumen de los índices de rentabilidad.....	214
Tabla 25: Principales especificaciones técnicas del módulo solar	216
Tabla 26: Principales especificaciones técnicas del inversor	217
Tabla 27: Tabla de conductividad de los conductores en función de la temperatura....	222
Tabla 28: Factores de corrección para la resistividad térmica del terreno	224
Tabla 29: Factores de corrección por profundidades distintas a 1 m.	225
Tabla 30: Factor de corrección para la temperatura del terreno cuando es distinta de 25°C	225
Tabla 31: Factores de corrección por distancias entre ternos o cables tripolares.....	226
Tabla 32: Secciones a usar según la intensidad máxima admisible	227
Tabla 33: Densidad admisible de corriente de cortocircuito para conductores de cobre	228
Tabla 34: Densidad admisible de corriente de cortocircuito para conductores de aluminio	229

INDICE DE ACRONIMOS

-VAN: Valor Actual Neto

-TIR: Tasa Interna de Retorno

-LCOE: Coste de generación de la energía

-PR Periodo de recuperación del capital

-GHI: Irradiación Global Horizontal.

-DHI: Irradiación Difusa Horizontal que surge del hemisferio superior reducida por la directa.

-BN: Radiación normal directa, que surge de un ángulo sólido estrecho de 6° centrado alrededor del disco solar.

-Ta: Temperatura del aire a dos metros de la superficie.

-FF: Wind speed (FFE, FFN longitudinal and latitudinal part of the wind speed). Velocidad del viento.

-PR: índice de radiación

0. INTRODUCCIÓN

MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

La finalidad de este proyecto es la viabilidad y elaboración de una planta fotovoltaica de alta tensión en la participación del mix de generación energética española. En motivación con los objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, de penetración de las energías renovables y de eficiencia energética.

La elección de este proyecto se ve motivada en la colaboración hacia el impulso actual y necesidad hacia la transición energética en la integración de las renovables que se busca fervientemente en España y Europa con ``Horizonte 2030 y 2050 `` que cubran en el mix energético nacional el 74% en 2030 y el 100% en 2050. Como prevé cumplir el ``Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC 2021-2030)``.

La ejecución de este Plan Nacional Integrado de Energía y Clima transformará de manera notable el sistema energético de España hacia una mayor autosuficiencia energética sobre la base de aprovechar de manera sistemática y eficiente el potencial renovable, particularmente, el solar y el eólico. Lo cual como se ha citado hace de este proyecto una propuesta muy interesante y con mucha perspectiva para lo que se prevé en el futuro.

OBJETO

En el proyecto que se presenta a continuación se expone el diseño de una planta solar fotovoltaica de 10MW de potencia del campo solar. El emplazamiento elegido está situado en el término municipal de San Clemente, en la provincia de Cuenca (Castilla la Mancha).

En la elaboración del estudio se han pasado por diversas fases para conseguir el resultado que se pretendía:

1ºLa elección del emplazamiento, punto que carece de gran importancia por el cual su elección ha sido resultado del estudio de varios factores, con la finalidad de aumentar la eficiencia en la producción energética, facilidad en la construcción y una mayor rentabilidad económica. Se ha tenido en cuenta:

-
- La climatología del emplazamiento para asegurar una zona baja de precipitaciones, y nubosidad, tal y como muestra el análisis medioambiental.
 - Que gozara de una generosa radiación solar a lo largo de todo el año.
 - Punto de acceso para la evacuación de la energía eléctrica a la red de distribución cercana, zona en la que opera la compañía eléctrica Iberdrola, de la que se han podido conseguir los planos de red colindante, así como la potencia a evacuar, la cual ha sido el criterio original para el diseño.
 - La cercanía a núcleos urbanos, como la accesibilidad al emplazamiento que facilite la obtención de los recursos necesarios para su construcción y la propia ejecución de esta.
 - La orografía a edificar, así como la del terreno colindante, evitando grandes pendientes que no la hagan incompatible con la instalación de las placas fotovoltaicas, además de no existir la presencia de resaltos montañosos o zonas abruptas que proyecten sombras sobre el campo.
 - La no invasión de la fauna y flora, así como de áreas protegidas.
 - Un precio asequible y rentable del terreno a alquilar.

2º Estudio del recurso solar, usando 3 fuentes de bases de datos (Nasa, Meteonorm, PVGIS) de la radiación del emplazamiento durante los últimos 10 años se puede hacer una estimación sobre la radiación de los años venideros. Con el uso de las tres fuentes se puede así contrastar los datos de cada una y comprobar la fiabilidad de estos, para su posterior utilización.

3º Modelización computacional de la planta fotovoltaica. Con el uso del programa PVSyst (referente mundial en el sector) se ha podido diseñar y dimensionar los equipos principales que constituyen la planta de manera que se optimice el rendimiento.

Para lo cual se ha decidido entre las diferentes tecnologías y marcas que hay hoy en día en el mercado de paneles solares, el tipo de estructura que las soportará como una distancia adecuada de separación y el número y potencia adecuada de los inversores.

4º La diversa documentación pertinente para inversiones y construcciones de este calibre, entre las que se encuentran el pliego de condiciones que dicta las directrices de la planta, un estudio básico de seguridad y salud necesario de seguir durante la ejecución de la planta y durante su explotación, un documento que rige el mantenimiento de la planta solar durante su uso y funcionamiento, además de un plan de restauración el cual explica cómo se procede a desmantelar la instalación después de su vida útil estimada entre 25-30 años. Todos estos

documentos están basados en documentos estándar usados en todas las plantas fotovoltaicas construidas.

5º Para el diseño, dimensionamiento de la planta y del sistema eléctrico. Se han hecho los pertinentes cálculos de compatibilidad entre los equipos para asegurarse el correcto funcionamiento de estos. Se han elegido los cables y su sección en función de la corriente máxima admisible y la caída de tensión que se encuentre entre el 3-4% para los cables de media y baja tensión basándose en el documento Instrucción Técnica Complementaria nº6 en el que se han apoyado los cálculos y diversos factores en función de como esté dispuesto el cables dependiendo del tipo arena que lo rodee, resistividad y temperatura del terreno... Además de los planos que exponen como disposición de las placas, inversores... y sus conexiones.

6º Análisis de viabilidad económica, para el cual se han desglosado los presupuestos de puesta en marcha de la instalación, además del precio del alquiler del terreno. Se han estimado los costes de funcionamiento y puesta en marcha y una vez recogidos todos los gastos se han contrastado los beneficios de producción de la planta. Para saber la producción de esta se ha estimado un mínimo de funcionamiento durante 25 años y se han hecho 25 simulaciones para las cuales se ha ido aumentando el porcentaje de pérdidas de envejecimiento. Con la ayuda de Excel y las hipótesis establecidas, se han calculado los flujos de caja, así como los índices de rentabilidad para hacerse una idea de la rentabilidad de este.

MEMORIA DESCRIPTIVA

ÍNDICE

1. DATOS Y CARACTERÍSTICAS DEL EMPLAZAMIENTO Y LA RED ELECTRICA COLINDANTE	
I. LOCALIZACION DEL EMPLAZAMIENTO	5
II. DATOS DE LA PARCELA	6
III. ESTUDIO DEL TERRENO	7
IV. ACCESO Y DISTANCIAS AL NUCLEO URBANO	8
V. OROGRAFÍA DEL EMPLAZAMIENTO	9
VI. TRAZADO DE LAS LÍNEAS ELECTRICAS PROXIMAS AL EMPLAZAMIENTO	10
VII. PUNTO DE EVACUACIÓN	11
VIII. PLANOS DE LA RED ELÉCTRICA	12

1 .DATOS Y CARACTERÍSTICAS DEL EMPLAZAMIENTO Y LA RED ELECTRICA COLINDANTE

I.LOCALIZACION DEL EMPLAZAMIENTO

El emplazamiento se encuentra situado en el termino municipal de San Clemente, municipio situado en el suroeste de la provincia de Cuenca, en la comunidad autónoma de Castilla-La Mancha.

La elección de este emplazamiento está motivada en muchos motivos entre los que se destacan:

La buena orografía con ello hablamos de terrenos generalmente llanos sin presencia de zonas montañosas o abruptas que puedan producir sombras en su alrededor.

Cercano de un núcleo urbano de gran tamaño, con fáciles comunicaciones a la vez que siendo nudo vial entre importantes carreteras y autopistas.

La climatología del lugar tal y como se expone en el estudio de medioambiente, un entorno seco, con gran radiación, sin necesidad de hacer ningún impacto medioambiental en la fauna y flora y a la vez de ser un terreno fácilmente construible.

El interés ya presentado por muchas empresas en este emplazamiento en concreto y cercanos, además de ser una zona de gran inversión en campos solares.

El bajo precio del terreno en alquiler, por ser una zona fuera de la zona ZEPA (Zona de Especial Protección para las Aves), no explotable en el ámbito de la agricultura. Este se alquilaría a 1100 euros por hectárea con un contrato a 25 años (tiempo estándar de la vida útil de la parcela) prorrogable a 30 años con un +IPC anual y pago por adelantado el 1 de enero.

El más importante por su proximidad a un punto de evacuación a la red eléctrica, que pertenece a Iberdrola. Como más adelante se expondrá y se explicará este punto permite un máximo de 10MVA de potencia, lo cual es una limitación en el tamaño de la planta siendo este su valor de diseño.

Por ello es más que rentable la elección del emplazamiento por todas las ventajas y facilidades que presenta.

II. DATOS DE LA PARCELA

La parcela escogido se encuentra en el termino municipal de San Clemente, Cuenca la cual se utiliza como explotación agraria, de cultivos como cebada, trigo y lenteja.

Los datos identificativos de la parcela del SIGPA de la consejería de Agricultura, Medio Ambiente y Desarrollo Rural de Castilla-La Mancha, se presentan a continuación:

Recinto	Superficie (ha)	Pendiente (%)	Uso	Admisibilidad en pastos		Coef. Regadío	Incidencias (1)	Región
				%	ha			
24	34,6579	4,90	TIERRAS ARABLES			0		0401 (2)

Tabla 1: Datos de la parcela

Las coordenadas desde el punto central de la parcela, para poder ubicarla son:

Latitud: 39.483088. Longitud: -2.369437

III. ESTUDIO DEL TERRENO

La instalación estará emplazada en la, en el polígono 16, ocupando la parcela 6 del termino municipal de San Clemente (Cuenca).

Las coordenadas UTM ED 50 del centro de la planta solar FV son:

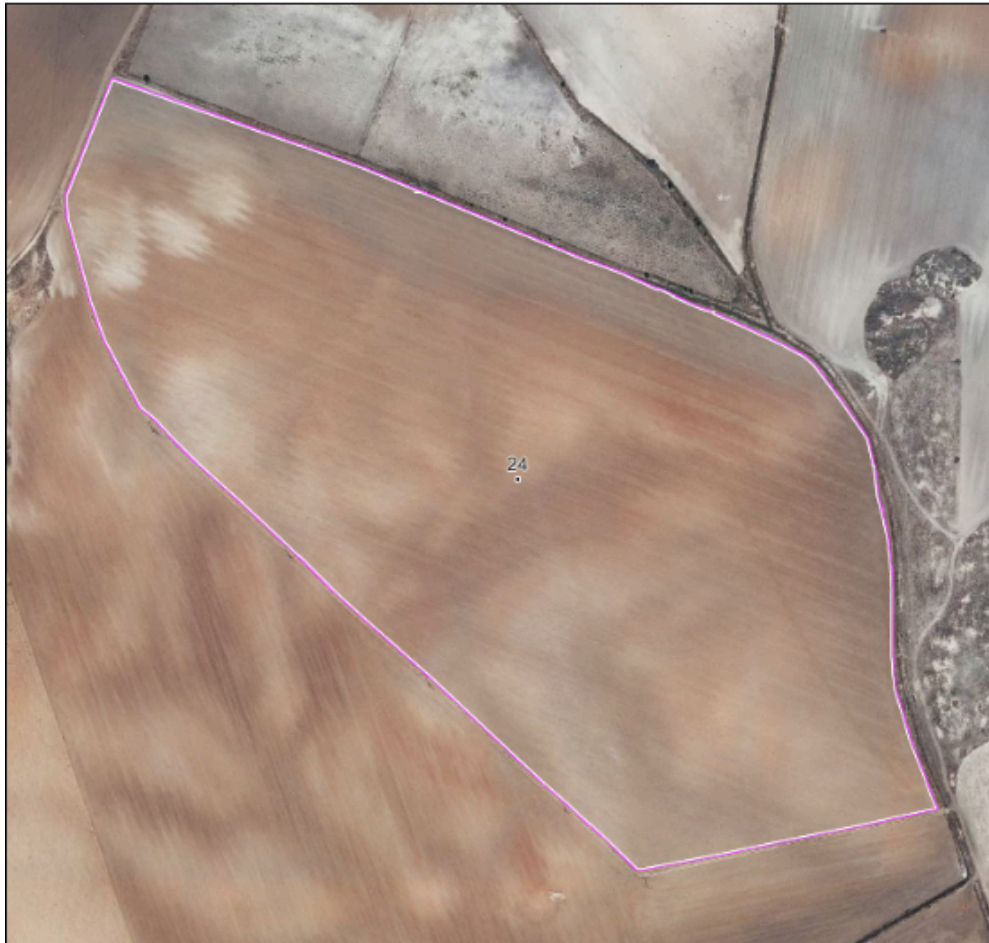


Ilustración 1: Vista en planta de la parcela disponible ,escala 1:5500

UTM-X	UTM-Y
495.841	4.350.114

La **referencia catastral** y la superficie de las parcelas, en la que se establecerá la planta solar fotovoltaica de 1 MW son:

- parcela 6 16199A016000060000YL 346579m²
- Suelo No Urbanizable o rustico de reserva.

La parcela de la planta solar se encuentra aproximadamente a la cota 754,59m sobre el nivel del mar, e incluida dentro de la Hoja nº 739-1 del Instituto Geográfico Nacional.

IV.ACCESO Y DISTANCIAS AL NUCLEO URBANO

Está situado en el sur de la provincia de Cuenca, a 110 kilómetros de la capital conquense, y a 80 de la albaceteña, a orillas del río Rus y en la convergencia de las vías A-43 y AP-36. El acceso al emplazamiento se muestra en el siguiente croquis:



Ilustración 2: Vías de acceso al emplazamiento

En amarillo, el acceso a la explotación desde la carretera CM-3112

Dispone de accesos auxiliares.

Esta se encuentra a 10,5km del centro urbano de San Clemente y a 12km de Honrubia.

V. OROGRAFÍA DEL EMPLAZAMIENTO

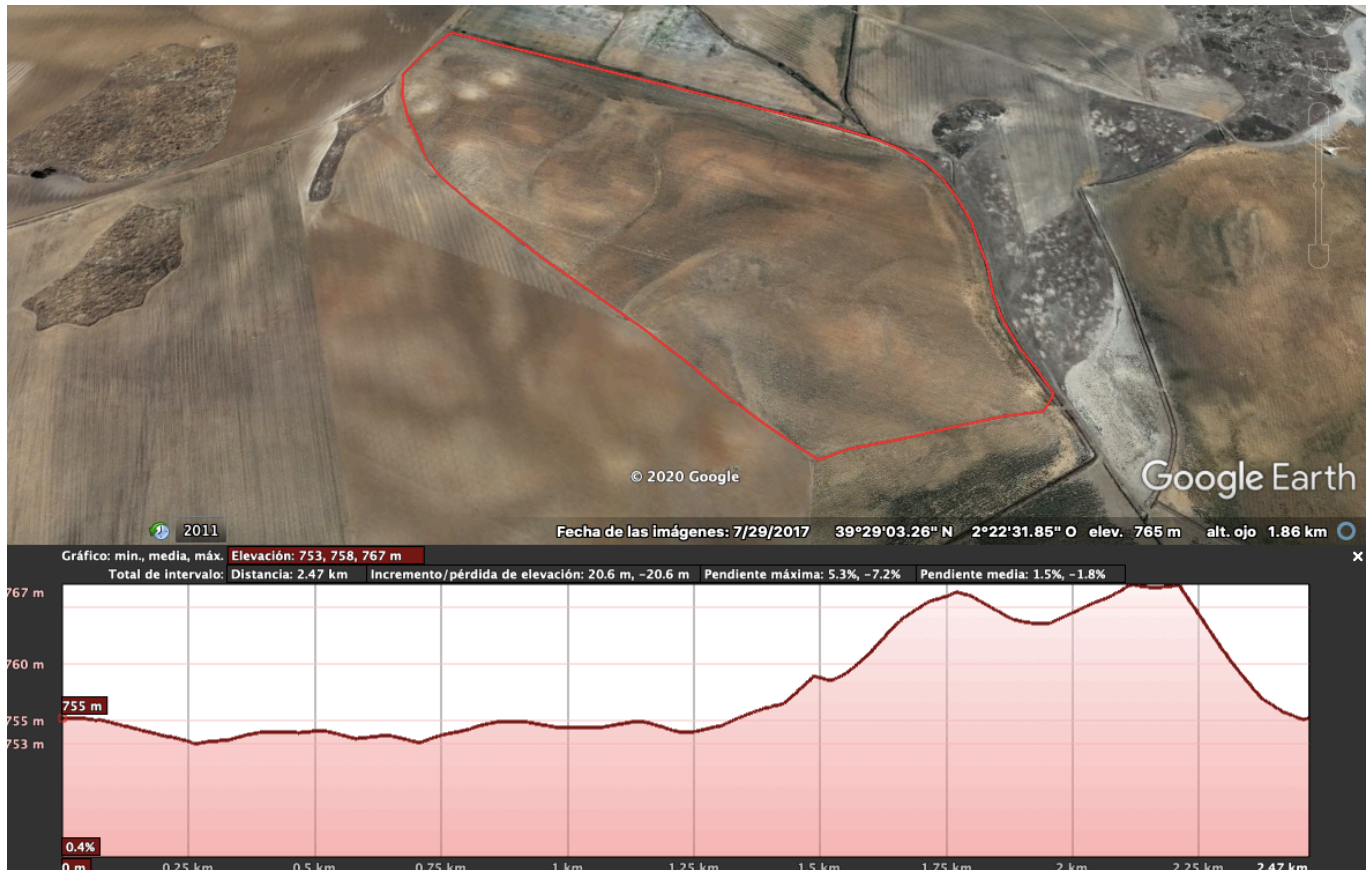


Ilustración 3: Orografía del emplazamiento

del proyecto, por su uniformidad en la gran parte de su superficie escogido presenta en su mayor porcentaje con una pendiente media de entre el 1,5%-1,8%. además de una zona más abrupta muy localizada de entre 5,3%-7,3% de pendiente máxima la cual puede ser obviada ante una superficie necesaria para la planta menor de la disponible. como más adelante se verá este desnivel en el terreno no supone ningún problema en la elección de la placa ya que estas por lo general tiene una inclinación máximo entorno al 5%.

aun pese q la poca inclinación en la fase de obras se harán las pertinentes labores de nivelado con el fin de mejorar de la superficie para la circulación, construcción, instalación de las placa y mayor rendimiento de la planta para evitar sombras producidas por ello.

Hay que destacar que esta está presente en una gran llanura por la cual tampoco se producirán sobras por montañas o relieves destacables.

VI. TRAZADO DE LAS LÍNEAS ELÉCTRICAS PROXIMAS AL EMPLAZAMIENTO

A continuación, se muestra la red eléctrica del término de San Clemente:

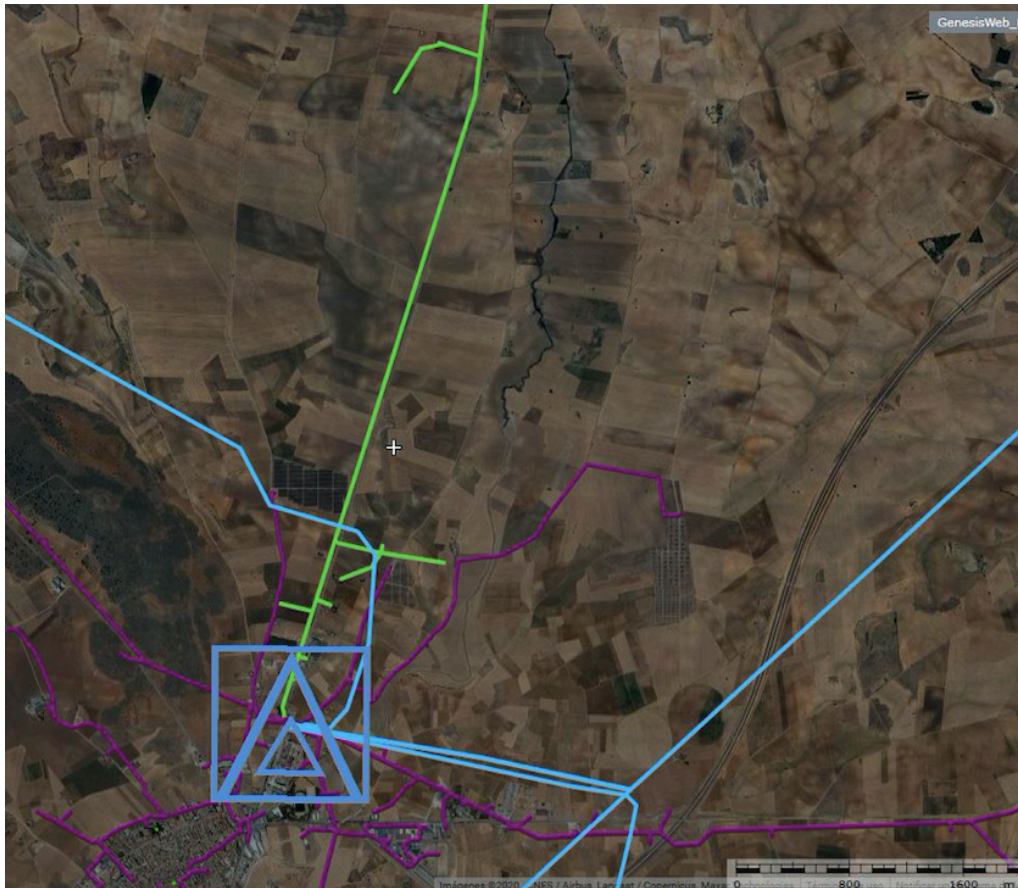


Ilustración 4: red eléctrica del término de San Clemente

Cada color es una línea y aquí nos centraremos en la verde, que tiene el nombre de ‘Ermita’

En la imagen inferior se puede ver en concreto el terreno disponible para la planta fotovoltaica. La superficie disponible es el área rodeada en rojo, la línea Ermita en verde y el círculo azul señala el punto disponible de evacuación. Como se puede apreciar el gran interés de esta parcela en específico es por su cercanía al punto de evacuación con lo cual un simple y corto cable subterráneo sería suficiente, lo cual abaratarían los costes de obra y puesta en marcha.



Ilustración 5: red eléctrica en detalle de la parcela disponible

La subestación a dónde va la línea tiene el nombre de subestación ‘San Clemente’

La zona es de media tensión y opera a 20KV

De la cual se adjuntan más adelante los planos proporcionados por Iberdrola.

VII. PUNTO DE EVACUACIÓN

Una parte muy compleja ha sido obtener los planos que se mostrarán a continuación, así como la información y funcionamiento de la zona.

La compañía que opera y domina esta zona es Iberdrola, se ha conseguido contactar con ella e insistir mucho en la obtención de la información. Las compañías son muy herméticas para estos datos respecto a planes de desarrollo.

Para obtener la información de la potencia disponible a evacuar hubiera sido necesario presentar un proyecto y una inversión proporcional a la potencia que se quería estimar, una vez que la empresa, en este caso Iberdrola, haya estudiado el proyecto y lo lleva a trámite es cuando da la información necesaria y se embolsa el dinero.

pese a lo explicado se ha podido conseguir parte de la información necesaria así podemos saber que esa línea cercana opera a 20kv y se pueden evacuar 10mva en base a esta

información más adelante se diseñará el parque fotovoltaico. cómo se ha comentado se usará un pequeño cable subterráneo para conectar el parque con el punto de evacuación.

La línea de distribución es de 20kV al pertenecer a la compañía Iberdrola deberá de hacer la conexión cumpliendo con los estándares que dicta la compañía eléctrica. Pero a obtener la citada información y los planos se desconocen las requeridas especificaciones por lo que no se pueden detallar. Aunque por su proximidad de alrededor de 10metros con un cable subterráneo sería suficiente.

VIII. PLANOS DE LA RED ELÉCTRICA.

Estos se encuentran en el Anexo A.

ÍNDICE

2.	ANÁLISIS DE IMPACTO MEDIOAMBIENTAL	
I.	TEMPERATURA -----	16
II.	REGIMEN DE VIENTOS -----	17
III.	NUBES -----	18
IV.	SOL -----	19
V.	TOPOLOGÍA -----	19
VI.	HIDROLOGÍA -----	20
VII.	ESTUDIO GEOTÉCNICO -----	21
VIII.	VEGETACIÓN -----	23
IX.	FUANA -----	27
X.	DISTANCIA A ÁREAS PROTEGIDAS -----	32

2. ANÁLISIS DE IMPACTO MEDIOAMBIENTAL

En este apartado del Estudio de Impacto Ambiental se pretende describir el estado preoperacional, es decir la situación ambiental antes de realizarse el proyecto, en este caso se trata de una planta solar fotovoltaica.

Esta situación viene definida por múltiples factores complejamente interrelacionados entre sí, difíciles de definir y sobre todo de cuantificar. Además, estos factores deben estudiarse en un ámbito de referencia determinado, también difícil de delimitar, puesto que en cada factor éste puede variar ampliamente. Por ámbito de referencia entenderemos pues, el área geográfica con relación a la cual se va a estimar los impactos ambientales de proyecto de estudio.

Se elegirá una estructura mediante hincas que tiene poca afección a la cubierta vegetal y a la fauna de la zona. La cuenca visual no se verá afectada, ya que esta actividad quedará perfectamente integrada con el paisaje de la zona.

Para realizar este inventario se tendrá en cuenta la cercanía y vinculación de San Clemente y Villar de Cantos, ya que ha sido pedanía de esta segunda hasta hace relativamente pocos años.

Los factores del medio ambiente que potencialmente pueden verse afectados por la presencia de la presente instalación serán los que a continuación se relacionan.

Se presenta el análisis del clima de los principales factores medioambientales de la zona circundante de la posición destinada para la ejecución de la planta, que más influyen en la ejecución y explotación de la planta. Los datos han sido facilitados por la agencia estatal de meteorología con ellos se ha hecho un análisis estadístico de informes climatológicos históricos por hora y reconstrucciones de modelos del 1 de enero de 1980 al 31 de diciembre de 2016. Como estación meteorológica se ha considerado la estación ‘San Clemente’ a 6,7 km del emplazamiento previsto - Altitud 728 m

San Clemente está situado en la zona suroeste de la provincia de Cuenca posición geográfica:

Latitud: 39.405556

Longitud: -2.420556

*Número de estación:4013

San Clemente está situado en la zona suroeste de la provincia de Cuenca en dicha posición geográfica hay 2 tipos de clima, estos son **clima semiárido y clima mediterráneo**, caracterizado por veranos calurosos y excesivamente secos que contrastan con fríos y secos inviernos, de escasa pluviosidad (350-400 mm), localizadas preferentemente durante la primavera y el otoño.

Las tormentas de verano con presencia de granizo son otros de los fenómenos climáticos frecuentes en la zona debido a la formación de nubes conectivas, que afectan seriamente a los cultivos cuando suceden.

I.TEMPERATURA

El término municipal de san clemente se encuentra de una zona caracterizada por inviernos moderados y veranos caluroso. La temperatura media anual de su zona climática esta entre los 14°-16°

La temporada calurosa dura 2,8 meses, del 14 de junio al 7 de septiembre, y la temperatura máxima promedio diaria es más de 28 °C.

La temporada fresca dura 3,8 meses, del 13 de noviembre al 5 de marzo, y la temperatura máxima promedio diaria es menos de 14 °C.

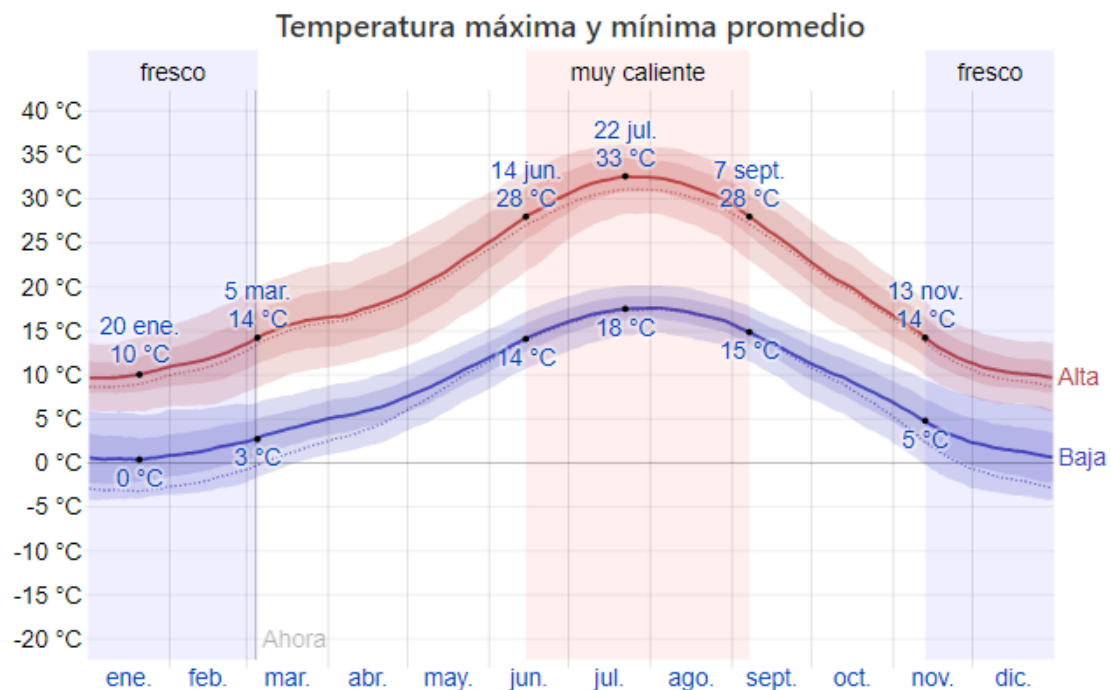


Ilustración 6: Temperatura máxima y mínima promedio, por meses del año. La temperatura máxima (línea roja) y la temperatura mínima (línea azul) promedio diario. Las líneas delgadas punteadas son las temperaturas promedio percibidas correspondientes

II. REGIMEN DE VIENTOS

La velocidad promedio del viento por hora en San Clemente tiene variaciones estacionales *leves* en el transcurso del año.

La época con más viento se extiende por 6 meses desde octubre hasta mayo con velocidades promedio de alrededor de 14 km/h

Respecto del régimen de vientos en el municipio de San Clemente, esta zona está muy expuesta debido a la suavidad del terreno. Los más frecuentes son los denominados “vientos ábregos” (de componente oeste y suroeste). El “cierzo” componente Norte y “solano” de componente Este son menos frecuentes y más secos que el anterior citado.

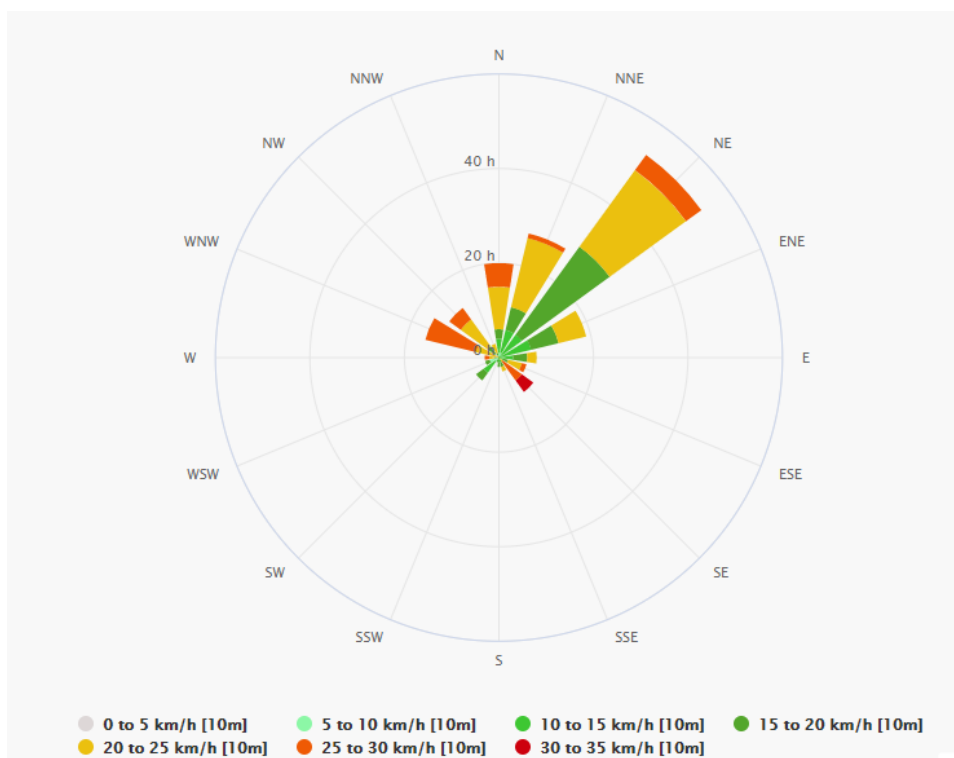


Ilustración 7: Rosa de los vientos para la estación de San Clemente a altitud de 10m.

La dirección predominante es NE y WNW, donde además también se dan las mayores velocidades, de entre 12,7 y 16,5 km/h. Con un predominio claro de NE con 30km/h

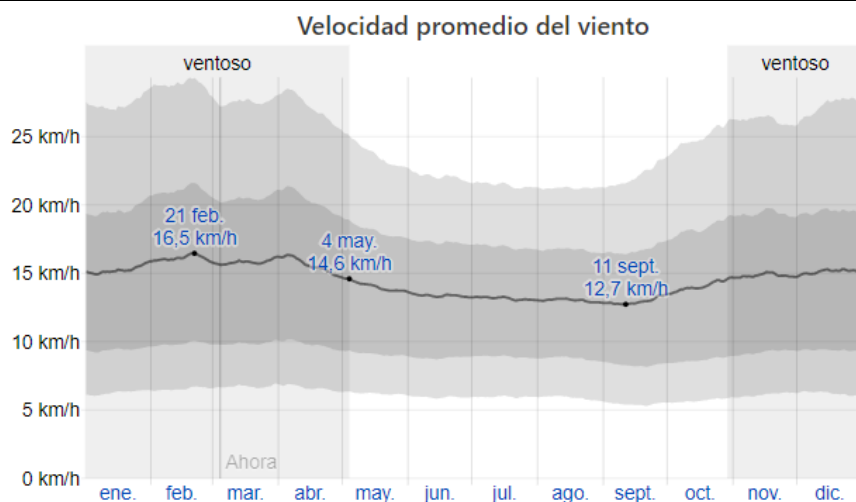


Ilustración 8: Promedio de la velocidad media del viento (línea gris oscuro)

III. NUBES

En San Clemente, el promedio del porcentaje del cielo cubierto con nubes varía considerablemente en el transcurso del año.

La parte más despejada del año en San Clemente dura 3,0 meses y la parte más nublada del año dura 9,0 meses. Frente a los resultados se tiene alrededor de un 65% del tiempo anual el cielo despejado, lo cual lo convierte en una zona propicia para tener mayor cantidad de radiación directa, que difusa.

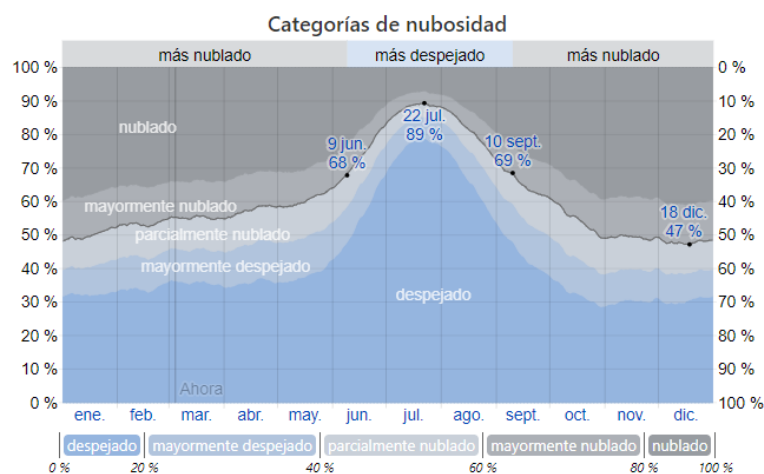


Ilustración 9: El porcentaje de tiempo en cada banda de cobertura de nubes, categorizado según el porcentaje del cielo cubierto de nubes

IV. SOL

La duración media de sol en San Clemente tiene una media de 12h, lo cual se traduce a producir energía la mitad del día.

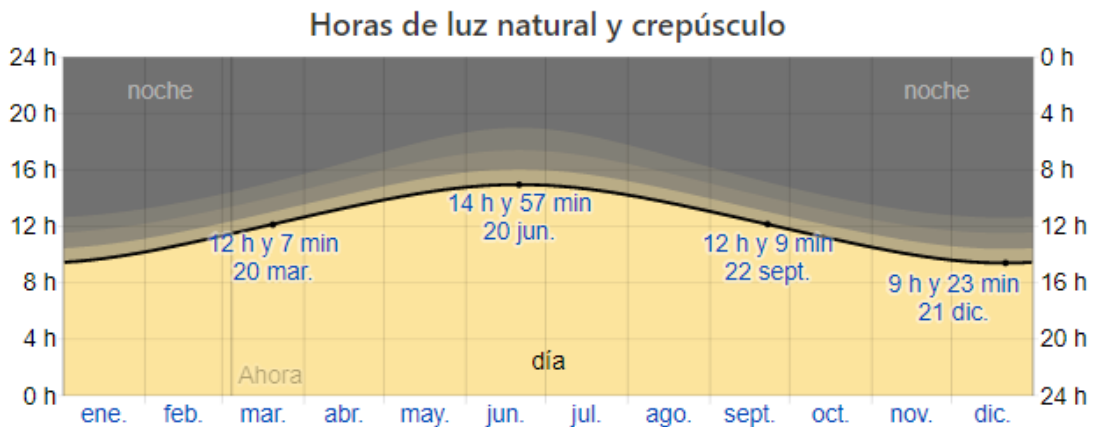


Ilustración 10: La cantidad de horas durante las cuales el sol está visible (línea negra). De abajo (más amarillo) hacia arriba (más gris), las bandas de color indican: luz natural total, crepúsculo (civil, náutico y astronómico) y noche total

V. TOPOGRAFIA

La topografía de la zona objeto de estudio está caracterizada por un relieve de escasas pendientes. Esto puede verse en el siguiente plano adjunto (relieve sombreado de la zona de estudio).

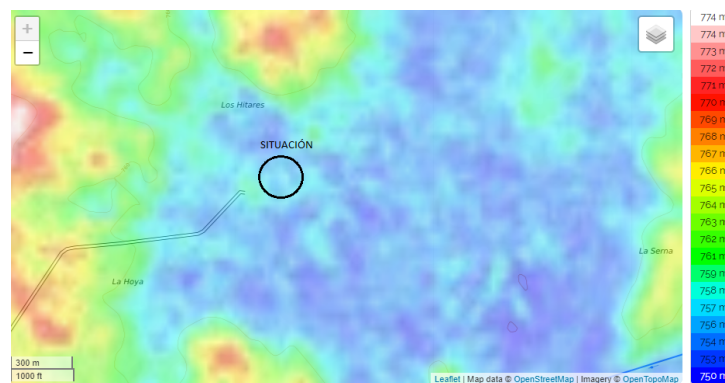


Ilustración 11: altitud y relieve del terreno limitrofe.

VI. HIDROGEOLOGÍA



Ilustración 12:: Hidrología del terreno limítrofe, en azul aquellas zonas de aguas subterráneas y cauces de ríos que atraviesan el área. Fuente: Google earth.



Ilustración 13: Mapa hidrológico

La zona fluvial más cerca es el río Rus el cual este separado 3,2 km del emplazamiento en estudio. Tampoco afecta a los diferentes cauces y acuíferos, debido a que no se van a producir vertidos de ningún tipo.

NIVEL FREÁTICO

Al analizar los sondeos más cercanos a la instalación, se estima que el nivel freático de la zona estará en torno a 14 m. por lo que las obras de zanjeo se ejecutaran muy por encima del nivel freático. Y no existirán obras e instalaciones enterradas.

Por tanto, se adoptarán medidas para impedir que cualquier derrame accidental por el tránsito de vehículos, pueda llegar a las aguas subterráneas, aunque este tipo de actividades no supone influencia en el sistema acuíferos.

VII. ESTUDIO GEOTÉCNICO

Dada a la enorme superficie ocupada por la planta fotovoltaica, teniendo en cuenta las diferentes condiciones geológicas y geotécnicas del terreno sobre el que se asientan, se hace ineludible el desarrollo de un geotécnica que prevea y reduzca la incertidumbre asociada a su ejecución y explotación de manera que ayude a optimizar riesgos, costes y tiempo.

El análisis fue encargado a:

*LABORATORIO DE ANALISIS AGRÍGULTURA San Isidro "El santo" S. Coop. de CLM
CIF:F16100604*

Polígono Industrial "Horado Blanco" c/Marie Curie, s/n 16660 Las Pedroñeras (Cuenca)

Telf.: +34 967160778/967160111. Email: laboratorio@sanisidroelsanto.com

Resultados analíticos

Determinaciones	Metodología empleada	Resultado	Unidades	Interpretación
Suelos. Generalidades				
Conductividad eléctrica a 25°C (dilución 1:5)	Electrometría	0,21	ms/cm	Valores medios 0,1-1
Materia orgánica	Método de Walkley-Black. Volumetría	2,66	%p/p	Valores medios 1-3
Relación Carbono/Nitrogeno	Cálculo a partir del Carbono Orgánico y el N.	14	s/u	Valores medios 8-13
Textura	Hidrometro de bouyoucos	FRANCO ARENOSA 69% Arena 13% Limo 18% Arcilla		
Ph (dilución 1:2)	Potenciometría	8,16	U. ph	Valores medios 5,5-8,5
Caliza activa	Volumetría	8	%	Valores medios 5-10
Caliza total	Volumetría	34	%	15-35
Cloruros	Método de Mohr. Volumetría	3	mg/l	Valores medios < 50
Suelos. Complejo de Cambio				
Calcio Cambiable	Absorción atómica de flama	4833	mg/kg	Valores medios 2000-4000
Magnesio Cambiable	Absorción atómica de flama	143	mg/kg	Valores medios 300-600
Potasio Cambiable	Absorción atómica de flama	171	mg/kg	Valores medios 190-300
Sodio Cambiable	Absorción atómica de flama	53	mg/kg	Valores medios 50-200
Suelos. Macronutrientes Fertilizantes				
Fosforo asimilable	UV/VIS (Olsen)	34,82	ppm	Valores medios 10-30
Nitrogeno total (Nitrogeno organico + amoniacal)	Digestión Kjeldhal	0,11	%	Valores medios 0,1-0,2

VIII. VEGETACIÓN

- Encuadre Biogeográfico y Bioclimática.

Biogeográficamente, el territorio objeto de esta documentación se encuadra en el Subsector Manchego Guadianés, dentro del Sector Manchego de la Provincia Castellano-Maestrazgo- Manchega, enmarcada a su vez en la Superprovincia Mediterráneo-Iberolevantina. Esta superprovincia se integra en la Subregión Mediterráneo-Occidental, que forma parte de la Región Mediterránea.

Bioclimáticamente, se ubica en el Piso Mesomediterráneo, ofreciendo un clima templado, cálido, monoxérico de invierno frío y un ombroclima seco. Los índices bioclimáticos correspondientes a la estación de referencia son:

- Índice de termicidad: 229
- Índice de continentalidad: 34,6
- Índice de aridez de Martone: 20,12

- Vegetación potencial.

Las comunidades vegetales que se pueden encontrar hoy día, son distintas de las que existían antes, y diferentes de las que existirán; esto se debe a que las comunidades vegetales van evolucionando hacia distintas etapas, en sentido ascendente o descendente, en este último caso hablaríamos de vegetación potencial, que es la comunidad vegetal estable que existiría en un área dada si el hombre dejase de influir o alterar los ecosistemas vegetales. En la práctica se considera como vegetación primitiva.

Serie mesomediterránea castellano y aragonesa basófila de *Quercus rotundifolia* o encina (*Bupleurum rigidi* – *Querceto rotundifolia sigmetum*).

Esta serie es la que más extensión ocupa en Castilla la Mancha.

El municipio de Arenales de San Gregorio, pertenece a la Serie Mesomediterránea Manchega y Aragonesa basófila de *Quercus rotundifolia*. En ella el termoclima oscila de los 13 a 17aC.

A grandes rasgos se puede decir, que Castilla la Mancha, es un país de encinares. El encinar, cuando está inalterado, se presenta como un bosque de hoja oscura, que puede alcanzar entre los 10 y 15 metros de altura; las copas unidas de las encinas determinan un sotobosque sombrío en el que prosperan arbustos y herbáceas. Entre los arbustos y arbolillos, destacan el madroño (*Arbustus unedo*), las olivillas (*Phillyrea angustifolia*), cornicabras (*Pistacea terebinthus*). Sobre ellas no faltan las lianas, como madresevas (*Lonicera sp.*) y los clemátides (*Clematis sp.*); además de arbustos espinosos como la rosa (*Rosa sp.*), esparraguera (*Asparagus angustifolius*). Su etapa madura es un encinar asentado sobre suelos ricos en bases, comúnmente suelos pardos calizos y xerorendsinas. Las precipitaciones oscilan entre 350 – 550 mm anuales; por debajo del mínimo de precipitaciones, el coscojar pasa a ser la etapa madura del territorio, y si las precipitaciones son superiores a los 550 mm, los encinares ceden su lugar a los quejigares.

La orla forestal del encinar la constituyen bien los retamares con aliagas (*Genisto scorpii* – *Retametum*) en los suelos profundos, bien los coscojares (*Ramón lycioidis* – *Querceto cocciferae*) en los biotopos más secos y abruptos. Otras etapas regresivas de la serie son los espliegares melíferos (*Lino differentis* – *Salvietum lavandulifoliae*), los romerales termófilos (*Cisto clusii* – *Rosmarinetum*), los ahulagares almohadillados (*Paronychio* – *Astragaletum tumidi*), y los espartales de atochas (*Arrhenathero albi* – *Stipetum tenacissimae*), estos últimos muy favorecidos por el cultivo humano.

El área natural de esta serie se corresponde con los cultivos agrícolas de secano tan característicos de La Mancha, como el cereal y la vid. Extensas áreas son repobladas con Pino carrasco (*Pinus halepensis*) o piñonero (*Pinus pinea*). Una gran riqueza agropecuaria del territorio reside en el aprovechamiento apícola de los espliegares ricos en especies melíferas aromáticas, como romero, salvias, espliegos, tomillos.

- Vegetación actual.

Las especies arbóreas más abundantes son la encina y el pino piñonero, teniendo este un carácter emblemático sobre la población, ya que, dentro del casco urbano, encontramos además de pies aislados, un pequeño bosque de pinar muy significativo y de gran valor ecológico. La acción antrópica se ha traducido en una deforestación intensa con retroceso del bosque de encina originario, localizándose con carácter testimonial en algunas parcelas que deberían protegerse para su conservación y numerosas lindes de tierras de cultivo, alternando con especies de sustitución como cantuesos y retamas.

En cuanto a las zonas húmedas, podemos encontrar cañaverales, juncales, y eneas.

-Cultivos.

La práctica totalidad del entorno de la actuación se encuentra dedicada al aprovechamiento agrícola. Los cultivos presentes son los siguientes:

- Cultivos Herbáceos: predomina el cereal (cebada en mayor medida, seguida de trigo y avena). Mayoritariamente de secano, con gran mecanización en su proceso.

- Cultivos Leñosos: fundamentalmente la vid, seguido del olivar y en menor medida del almendro y recientemente del pistacho. Mayoritariamente de secano, con gran mecanización en su proceso.

PINARES.

Se presentan en pequeñas parcelas fruto de repoblaciones periódicas. Fundamentalmente se

componen de pino carrasco. Incluida Los pinares del Pino Carrasco de 0,57 Km² situado dentro de la población de Arenales de San Gregorio.

MATORRALES.

Presente en parcelas sin cultivar y en las medianerías, apareciendo en la separación entre las

parcelas. Son matorrales esclerófilos de mediano y bajo porte y desigual grado de cobertura

Se muestra a continuación una tabla resumen con las comunidades vegetales de mayor interés inventariadas en el término municipal de Arenales de San Gregorio por el proyecto Anthos:

<i>Adonis aestivalis</i>	<i>Lygeum spartum</i>
<i>Aeloropus littoralis</i>	<i>Lythrum flexuosum</i>
<i>Agrostis stolonifera</i>	<i>Lythrum salicaria</i>
<i>Althaea officinalis</i>	<i>Lythrum tribracteatum</i>
<i>Anacyclus clavatus</i>	<i>Malva nicaeensis</i>
<i>Androsace maxima</i>	<i>Mentha aquatica</i>
<i>Anthriscus caucalis</i>	<i>Microcnemum coralloides</i>
<i>Artemisia ramosa</i>	<i>Molineriella minuta</i>
<i>Astragalus clusianus</i>	<i>Nonea micrantha</i>
<i>Astragalus glaux</i>	<i>Oenanthe fistulosa</i>
<i>Astragalus hamosus</i>	<i>Oenanthe lachenalii</i>
<i>Atriplex rosea</i>	<i>Papaver dubium</i>
<i>Baldellia ranunculoides</i>	<i>Papaver rhoeas</i>
<i>Baldellia repens</i>	<i>Parapholis incurva</i>
<i>Bassia scoparia</i>	<i>Phragmites australis</i>
<i>Bolvoschoenus maritimus</i>	<i>Plantago coronopus</i>
<i>Bromus rubens</i>	<i>Plantago loeflingii</i>
<i>Bupleurum semicompositum</i>	<i>Plantago major</i>
<i>Calystegia sepium</i>	<i>Plantago maritima</i>
<i>Camelina microcarpa</i>	<i>Polygonum rurivagum</i>
<i>Centaurea cordubensis</i>	<i>Polypogon maritimus</i>
<i>Ceratocephala falcata</i>	<i>Polypogon mospeliensis</i>
<i>Chamaemelum mixtum</i>	<i>Potentilla reptans</i>
<i>Cheilanthes tinaei</i>	<i>Puccinellia fasciculata</i>
<i>Chenopodium</i>	<i>Pulicaria paludosa</i>
<i>Cirsium monspessulanum</i>	<i>Ranunculus peltatus</i>
<i>Convolvulus lineatus</i>	<i>Ranunculus trichophyllus</i>
<i>Cressas cretica</i>	<i>Reseda stricta</i>
<i>Crocus sativus</i>	<i>Rumex roseus</i>
<i>Crypsis aculeata</i>	<i>Ruta montana</i>
<i>Crypsis schoenoides</i>	<i>Samolus valerandi</i>
<i>Ctenopsis gypsophila</i>	<i>Santolina rosmarinifolia</i>
<i>Cynodon dactylon</i>	<i>Sarcocornia perennis</i>
<i>Ecballium elaterium</i>	<i>Saxifraga tridactylites</i>
<i>Eleocharis uniglumis</i>	<i>Schoenoplectus lacustris</i>
<i>Elymus curvifolius</i>	<i>Schoenoplectus litoralis</i>
<i>Elymus hispidus</i>	<i>Scirpoides holoschoenus</i>
<i>Elymus repens</i>	<i>Sedum caespitosum</i>
<i>Filago lutescens</i>	<i>Senecio auricula</i>
<i>Frankenia laevis</i>	<i>Senecis vulgaris</i>
<i>Frankenia pulverulenta</i>	<i>Silybum eburneum</i>
<i>Frankenia thymifolia</i>	<i>Sisymbrium irio</i>

<i>Galium palustre</i>	<i>Sisymbrium runcinatum</i>
<i>Gypsophila tomentosa</i>	<i>Sonchus crassifolius</i>
<i>Heliotropium supinum</i>	<i>Sonchus maritimus</i>
<i>Hordeum hystrix</i>	<i>Spergularia marina</i>
<i>Hordeum marinum</i>	<i>Spergularia media</i>
<i>Hymenolobus procumbens</i>	<i>Sphenopus divaricatus</i>
<i>Hypocoum pendulum</i>	<i>Suaeda splendens</i>
<i>Juncus gerardi</i>	<i>Suaeda vera</i>
<i>Juncus maritimus</i>	<i>Tamarix canariensis</i>
<i>Juncus subnodulosus</i>	<i>Tetragonolobus maritimus</i>
<i>Juncus subulatus</i>	<i>Trifolium fragiferum</i>
<i>Lactuca serriola</i>	<i>Trifolium pratense</i>
<i>Lepidium cardamines</i>	<i>Typha angustifolia</i>
<i>Limonium costae</i>	<i>Ulmus minor</i>
<i>Limonium dichotomum</i>	<i>Valerianella microcarpa</i>
<i>Linaria hirta</i>	<i>Veronica triphyllos</i>
<i>Linaria micrantha</i>	<i>Vicia monantha</i>
<i>Linum maritimum</i>	<i>Zannichellia pedunculata</i>
<i>Lotus corniculatus</i>	

Tabla 2: resumen con las comunidades vegetales de mayor interés inventariadas en el término municipal de Arenales de San Gregorio por el proyecto Anthos

Del listado anterior, merecen especial atención por encontrarse dentro del Catálogo Regional de Especies Amenazadas en CLM:

- *Lepidium cardamines* (en Peligro de Extinción).
- *Limonium costae* (Interés Especial)
- *Lythrum flexuosum* (en Peligro de Extinción)
- *Microcnemum coralloides* (Interés Especial)
- *Sarcocornia perennis* (Interés Especial)
- *Senecio aurícula* (Vulnerable)

IX. FAUNA.

Las comunidades faunísticas, son las propias, de poblaciones manchegas que presentan un carácter inminentemente agrícola. Estas especies son principalmente: liebres, conejos, zorros, topillos, erizos, ratones de campo, algunas especies de aves como perdices, cigüeñas, urracas, sisones, estorninos, chorlitos, avefrías, golondrinas, vencejos, cucos, palomas, tórtolas, etc.

Las comunidades faunísticas han sufrido las consecuencias de la acción antrópica y el destino del territorio a las explotaciones productivas, que han modificado el medio natural;

Esto, unido a las duras condiciones climatológicas, se ha traducido en la desaparición de algunas especies en el término municipal o su emigración a otras zonas que ofrecían mejores condiciones naturales o ambientales.

INVENTARIO FAUNÍSTICO.

La elaboración del inventario faunística se estructura en una serie de tablas en las que se caracteriza taxonómica y ecológicamente las especies detectadas en el ámbito territorial, realizándose un diagnóstico de su estado de conservación a partir de su estatus legal.

Las especies presente en los siguientes listados, aparecen catalogadas teniendo en cuenta el Catálogo Regional de Especies Amenazadas de Castilla la Mancha, aprobado por el Decreto 33/1998 de 5 de mayo, modificado por el Decreto 2000/2001 de 6 de noviembre.

Atendiendo al mencionado Catálogo Regional, aparecen las especies de fauna clasificadas según las siguientes categorías:

- En peligro de Extinción (Ex): Reservada para aquellas especies cuya supervivencia es poco probable si los factores causales de su actual situación siguen actuando.
- Vulnerables (V): destinada a aquellas especies que corren el riesgo de pasa a la categoría anterior en un futuro inmediato si los factores adversos que actúan sobre ellas no son corregidos.
- De Interés Especies (IE): especies que, sin estar contempladas en ninguna de las categorías precedentes, sean merecedoras de una atención particular en función de su valor científico, ecológico, cultural o por su singularidad.

Además, se tipifica para cada especie un biotipo o hábitat que es el característico:

- Formaciones arborescentes, arbustivas y subarbustivas (matorral) esclerófilas y

subesclerófilas. (M).

– Sotos fluviales, lagunas y trampales (S): tamumares, saucedas, povedas, lagunas de génesis antrópica (graveras) y turberas.

NOMBRE VULGAR	NOMBRE CIENTÍFICO	HÁBITAT	CATEGORÍA
Esturión	<i>Acipenser sturio</i>	Ma	-
Barbo comizo	<i>Barbus comizo</i>	Ma	-
Barbo mediterráneo	<i>Barbus haasi</i>	Ma	-
Pardilla	<i>Chondrostoma lemmingii</i>	Ma	-
Boga del Guadiana	<i>Chondrostoma toxostoma</i>	Ma	-
Colmilleja	<i>Gobitis palúdica</i>	Ma	I.E.
Fraille	<i>Salarias fluviatilis</i>	Ma	-
Calandino	<i>Squalius alburnoides</i>	Ma	-
Cacho	<i>Squalius pyrenaicus</i>	Ma	-
Tenca	<i>Tinca tinca</i>	Ma	-

Tabla 7. Inventario peces. Fuente Atlas de los peces de España.

NOMBRE VULGAR	NOMBRE CIENTÍFICO	HÁBITAT	CATEGORÍA
Gallipato	<i>Pleurodeles waltl</i>	Ubiquista	I.E.
Sapo de espuelas	<i>Pelobates cultripedis</i>	S	I.E.
Sapo común	<i>Bufo bufo</i>	M,C,U,S	I.E.
Sapo corredor	<i>Bufo calamita</i>	M,C,U,S	I.E.
Rana común	<i>Rana perezi</i>	M,C,U,S	-
Galápago leproso	<i>Mauremys leprosa</i>	S	I.E.
Culebrilla ciega	<i>Blanus cinereus</i>	M,C,U,S	I.E.
Salamanquesa común	<i>Tarentola mauritanica</i>	M,C,U	I.E.
Lagarto ocelado	<i>Lacerta lepida</i>	C	I.E.
Lagartija ibérica	<i>Podarcis hispanica</i>	M	I.E.
Culebra bastarda	<i>Malpolon monspessulanus</i>	M,C	I.E.
Culebra de collar	<i>Natrix natrix</i>	S,M	I.E.

Tabla 8. Inventario Anfibios y reptiles. Fuente Atlas de los anfibios y reptiles de España.

NOMBRE VULGAR	NOMBRE CIENTÍFICO	HÁBITAT	CATEGORÍA
Erizo europeo	<i>Erinaceus europaeus</i>	M,U	I.E.
Zorro rojo	<i>Vulpes vulpes</i>	Ubiquista	-
Comadreja	<i>Mustela nivalis</i>	M,C,S	I.E.
Turón	<i>Mustela putorius</i>	M,C,S	I.E.
Tejón	<i>Meles meles</i>	M,C,S	I.E.
Jabalí	<i>Sus scrofa</i>	M,C,S,U	-
Ratón de campo	<i>Apodemus sylvaticus</i>	M,C	-
Rata parda	<i>Rattus norvegicus</i>	U,S	-
Ratón casero	<i>Mus domesticus</i>	U,S	-
Liebre ibérica	<i>Lepus granatensis</i>	C,M	-
Conejo	<i>Oryctolagus cuniculus</i>	M	-

Tabla 9. Inventario de mamíferos. Fuente Atlas de Mamíferos de España.

NOMBRE VULGAR	NOMBRE CIENTÍFICO	HÁBITAT	CATEGORÍA
Zampullín común	<i>Tachypadtus ruficollis</i>		
Somormujo lavanco	<i>Podiceps cristatus</i>		
Zampullín cuellinegro	<i>Podiceps nigricollis</i>		
Avetoro común	<i>Botaurus stellaris</i>		
Avetorillo común	<i>Ixobrychus minutus</i>		
Garceta común	<i>Egretta garzetta</i>		
Garza imperial	<i>Ardea purpurea</i>		
Cigüeña blanca	<i>Ciconia ciconia</i>		
Ánade friso	<i>Anas strepera</i>		
Ánade azulón	<i>Anas platyrhynchos</i>		
Cerceta carretora	<i>Anas querquedula</i>		
Cuchara común	<i>Anas clypeata</i>		
Porrón europeo	<i>Aythya ferina</i>		
Malvasía cabeciblanca	<i>Oxyra leucocephala</i>		
Aguilucho cenizo	<i>Circus pygargus</i>		
Cernícalo primilla	<i>Falco naumanni</i>		
Perdiz roja	<i>Alectoris rufa</i>		
Codoniz común	<i>Coturnix coturnix</i>		
Focha común	<i>Aulica atra</i>		
Sisón común	<i>Tetrax tetrax</i>		
Avutarda común	<i>Otis tarda</i>		
Cigüeñuela común	<i>Himantopus himantopus</i>		
Alcaraván común	<i>Burhinus oedicephalus</i>		
Canastera común	<i>Glaucopis pratensis</i>		
Chorlito chico	<i>Charadrius dubius</i>		
Chorlito patinegro	<i>Charadrius alexandrinus</i>		
Avefría europea	<i>Vanellus vanellus</i>		
Fumarel cariblanco	<i>Chlidonias hybrida</i>		
Fumarel común	<i>Chlidonias niger</i>		
Ganga ibérica	<i>Pterocles alchata</i>		
Paloma bravía	<i>Columba livia</i>		
Paloma torcaz	<i>Columba palumbus</i>		
Tórtola turca	<i>Streptopelia decaocto</i>		
Tórtola europea	<i>Streptopelia turtur</i>		
Críalo europeo	<i>Clamator glandarius</i>		
Cuco común	<i>Cuculus canorus</i>		
Lechuza común	<i>Tyto alba</i>		
Autillo europeo	<i>Otus scops</i>		
Mochuelo europeo	<i>Athene noctua</i>		
Bucho chico	<i>Asio otus</i>		
Vencejo común	<i>Apus apus</i>		
Abejaruco europeo	<i>Merops apiaster</i>		
Carraca europea	<i>Coracias garrulus</i>		
Abubilla	<i>Upupa epops</i>		
Pito real	<i>Picus viridis</i>		
Calandria	<i>Melanocorypha calandra</i>		
Terrera común	<i>Calandrella brachydactyla</i>		
Cogujada común	<i>Galerida cristata</i>		

Tabla 10. Inventario de Aves. Fuente Atlas de Aves de España.

- Núcleos urbanos:

El núcleo urbano más cercano a la actuación es San Clemente. Se trata de una población típicamente manchega, presentando una gran superficie de ocupación y viviendas de poca altura. Presenta una estructura de núcleo, según el cual la población ha ido creciendo en torno a una plaza central. En cuanto a edificaciones, coexisten edificaciones típicamente manchegas de tapial y teja árabe, con edificaciones de corte más moderno, predominando el color blanco en todas ellas.

La zona industrial está debidamente ordenada según planeamiento en un polígono industrial, aunque es de escasa relevancia y siempre relacionado con la agricultura.

Según aumenta la distancia al casco urbano, van surgiendo diferentes construcciones rurales y naves de uso agrícola.

- Valoración del Paisaje:

- Calidad: este parámetro recoge las características que indican los valores estéticos del paisaje. Para determinarla, se combinan los siguientes elementos de percepción:

Calidad visual intrínseca: es el atractivo visual de las características del territorio.

Calidad visual del entorno inmediato: elementos existentes en un radio de 500 a 700 m del punto.

Calidad del fondo intrínseco: es la panorámica.

La calidad de cada unidad se valora en función de los siguientes parámetros:

CRITERIO	TIERRAS DE LABOR	NÚCLEOS URBANOS Y CASAS RURALES AISLADAS	PINARES DE REPOBLACIÓN	DEHESAS Y BOSQUETES DE ENCINAS	CURSOS DE AGUA
MORFOLOGÍA	1	1	1	1	1
VEGETACIÓN	1	1	3	3	1
AGUA	0	0	0	0	0
COLOR	1	3	3	3	1
FONDO ESCÉNICO	0	3	3	3	0
RAREZA	1	1	1	1	1
ACTUACIONES HUMANAS	0	0	0	2	0
TOTAL	4	9	11	13	4

PUNTUACIÓN	CALIDAD
4 a 6	Muy Bajo
7 a 14	Bajo
15 a 22	Medio
23 a 30	Alto
31 a 33	Muy Alto

En el contexto comarcal, el paisaje del territorio analizado responde al patrón generalizado en amplias zonas de la comarca. Debe asignársele, por tanto, un valor medio. En base a esto, se entiende que la ejecución del proyecto no supondrá ninguna merma de los valores paisajísticos del territorio.

Para minimizar el impacto visual de la planta solar FV respecto al entorno, aprovechando el vallado perimetral de la parcela, se procederá a la plantación una pantalla vegetal que proteja visualmente la ubicación de la parcela.

X. DISTANCIAS A ÁREAS PROTEGIDA.

Consultado el Portal de Cartografía Básica y Temática de la Junta de Comunidades de Castilla La Mancha en el término municipal de San Clemente no constan espacios protegidos o incluidos dentro de la zona en cuestión. Las áreas críticas más cercana distan aproximadamente 14,0 km de la ubicación de la parcela en estudio, lo cual no ocasiona problemática en los aspectos de ejecución y explotación del emplazamiento.

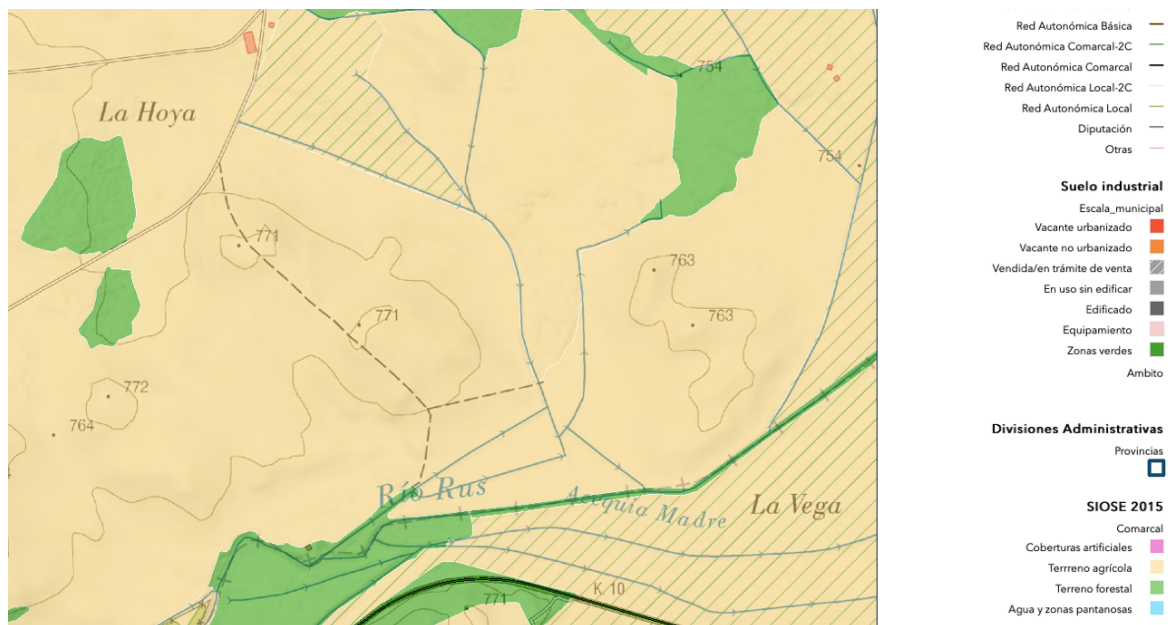


Ilustración 14: Plano de clasificación del suelo. Fuente: Plan Delimitación del Suelo Municipal.

no encuentra en su alrededor zonas de cierto tratamiento especial. Además de no tener parte de zonas verde lo cual hace que no sea necesario cortar o eliminar vegetación, que también encarecería la construcción y haría más notorio el impacto visual.

El recinto se encuentra rodeado por zona ZEPA de aves esteparias Mancha Norte colindante al término municipal del municipio de San Clemente, reserva que se denomina “Área Esteparia de La Mancha Norte” ES0000170. Todos ellos incluidos en la Red Natura 2000. Lo cual frente a su proximidad, al no superponerse no resulta un problema a tener en cuenta, ni tampoco consideraciones o futuras molestias que puedan darse.

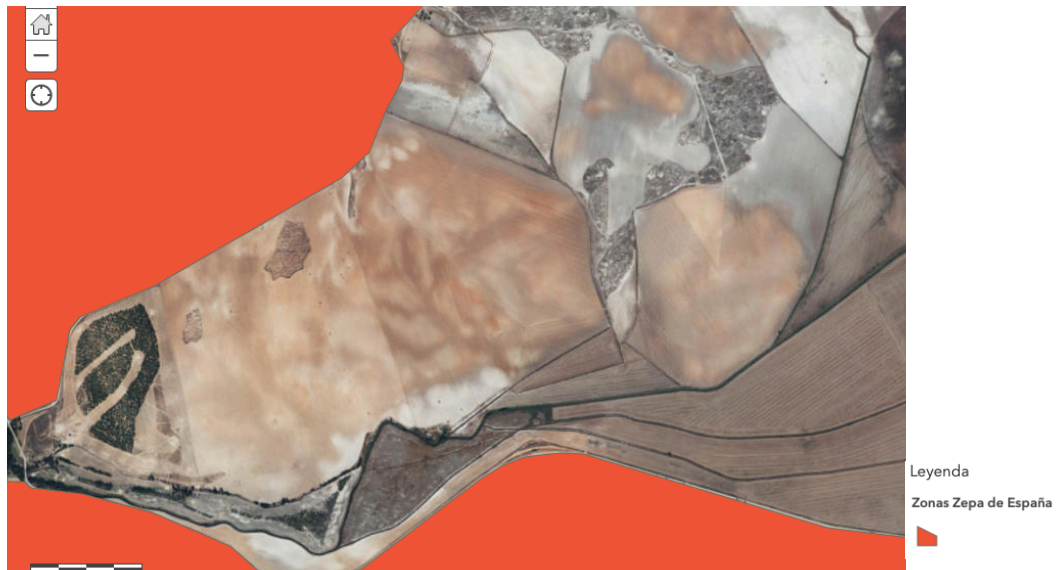


Ilustración 15: Superficie designada como zona zepa. Fuente: ArcGIS zona zepa España

Las vías pecuarias son las rutas por donde discurre o ha venido discurrendo tradicionalmente el tránsito ganadero. Según lo dispuesto en el artículo 1.3 de la Ley de Vías Pecuarias, podrán ser destinadas a otros usos compatibles y complementarios, en términos acordes con su naturaleza y fines. La planta fotovoltaica no generará afecciones sobre el dominio público pecuario al no tener ninguna ruta cercana.

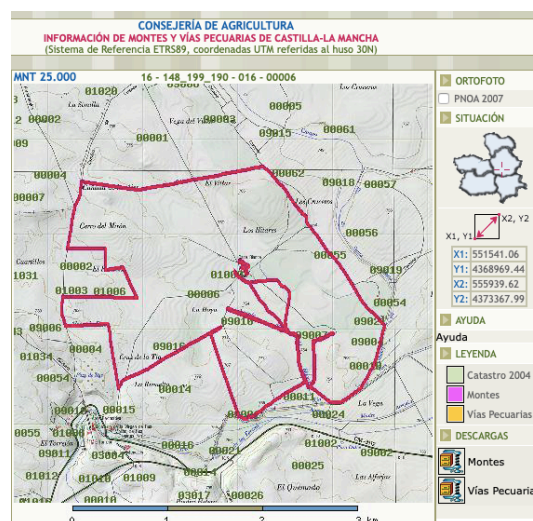


Ilustración 16: Fotografía de Fuente: Ministerio de Agricultura, Alimentación, Pesca y Medio Ambiente

Por lo tanto, la parcela en que se encuentra ubicada la calificación urbanística que nos ocupa dispone de una distancia más que suficiente a zonas protegidas y sensibles, a las que pudiera tener cualquier tipo de afección.

ÍNDICE

3.	ESTUDIO DEL RECURSO SOLAR	
I.	INTRODUCCIÓN. QUE ES LA RADIACIÓN. TIPOS	-----37
II.	FUENTES DE BASES DE DATOS	-----38
III.	DATOS OBTENIDOS DE LAS FUENTES	-----41
IV.	COMPARATIVA	-----49
V.	CONCLUSIÓN	-----50

3. ESTUDIO DEL RECURSO SOLAR

I.INTRODUCCIÓN. QUE ES LA RADIACIÓN. TIPOS:

La producción de energía eléctrica de una planta fotovoltaica depende directamente de la radiación solar incidente sobre la superficie total de módulos instalados.

La **radiación solar** es el conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el Sol. La energía generada en el Sol se irradia en el espacio en todas las direcciones en forma de ondas electromagnéticas (o fotones) que se desplazan a 300.000 km/s tardando en llegar a la tierra 8 minutos. La energía que genera cada segundo en todas las direcciones del espacio es de 4×10^{26} J (potencia de 4×10^{23} kW). Que son el resultado del proceso de fusión nuclear continuo que tiene lugar en el Sol.

Los rayos solares inciden de diferente forma sobre la superficie de la Tierra según la trayectoria que hayan seguido desde su origen:

-Radiación Directa (B). Es la que se recibe sobre la superficie de la tierra directamente procedente del sol sin que los rayos se hayan desviado a su paso por la atmósfera terrestre.

-Radiación Difusa (D). Es la que se recibe sobre la superficie de la Tierra tras haber sufrido cambios de trayectoria al atravesar la atmósfera. Éste desvío de los rayos solares, moléculas y partículas contenidas en el aire.

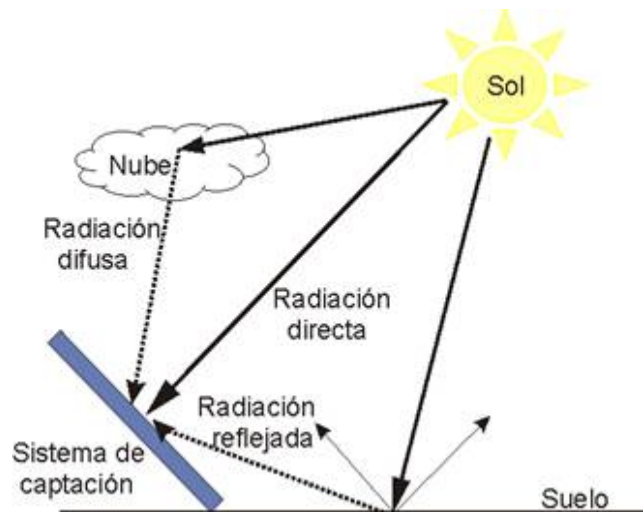


Ilustración 17: Representación gráfica de los tipos de radiaciones

De manera general, la radiación solar difusa supone alrededor de 1/3 de la radiación total recibida en un año (directa+ difusa).

Igualmente, los rayos solares pueden ser desviados por sufrir una reflexión a dando lugar a la Radiación Albedo o Reflejada (R) causa de atravesar superficies planas (por ejemplo, la reflexión que se produce en un terreno nevado, y la reflexión que sucede sobre el agua del mar)

Se define como Irradiación Solar Global (G) a la suma de todas las radiaciones, directa, difusa y reflejada (albedo). $G = B + D + R$

El tipo de radiación más importante para la conversión fotovoltaica, es la radiación directa, por tener mayor potencial, aunque también se puede utilizar la radiación difusa.

Igualmente, habrá que tener en cuenta los siguientes factores:

- En primer lugar, el factor climático es importante, en un día con nubes, tendremos una radiación difusa; importante en cambio, si es soleado, la radiación recibida será directa.
- El segundo factor, es la inclinación de la superficie que recibe la radiación con el objetivo de incrementar la energía que se puede captar tal y como se verá posteriormente
- El tercer factor, es la presencia o ausencia de superficies reflectantes que contribuyen a generar radiación albedo y por ende a incrementar la radiación global (las superficies claras son las que más reflejan la radiación solar).

La intensidad radiante, también llamada Irradiación, que es la energía incidente por unidad de superficie y tiempo y es equivalente a la potencia incidente por unidad de superficie. Se suele medir en W/m^2 .

Se define la Irradiación sobre una superficie como el valor acumulado de la irradiación es decir la cantidad total de energía radiante acumulada que llega a una superficie determinada en un tiempo determinado. Se suele medir en J/m^2 año o kWh/m^2 año.

II. FUENTES DE BASES DE DATOS

No existen medidas reales para componer la radiación en una localización concreta, por ello se usa modelos de estimación de componentes de Radiación Solar a partir de bases de datos incompletas recompiladas por numerosas estaciones que los recogen.

Para este proyecto se han utilizado tres fuentes de bases de datos de radiación solar de internet:



-[Meteonorm](#): es un programa que calcula la radiación solar incidente sobre planos orientados arbitrariamente y en cualquier ubicación geográfica, habiéndose incorporado otras rutinas de calculo que permiten complementar esta información con otros parámetros climáticos como: temperaturas de rocío, temperatura de bulbo húmedo, nubosidad, radiación infrarroja, iluminancia, presión atmosférica, grados día de calentamiento y velocidad y dirección de viento.

Para el desarrollo se tuvieron en cuenta numerosas bases de datos de distintas partes del mundo y se utilizaron modelos matemáticos desarrollados por diversos autores. Sistema basado en la interpolación de datos de estaciones meteorológicas terrestres próximas a la ubicación de la instalación en combinación con datos de satélite para obtener resultados más exactos.

En forma sintética se puede decir que es:

- Una base de datos que contiene datos climatológicos, para aplicaciones prácticas de la energía solar, de aproximadamente 1.000 estaciones meteorológicas distribuidas en todo el mundo.
- Un programa de cálculo de parámetros climáticos.
- Un recurso computacional para generar los datos necesarios para poder utilizar programas de diseño de sistemas activos, pasivos y fotovoltaicos.

-
- Una herramienta que permite a los usuarios de programas de cálculo y diseño de sistemas solares, acceder a bases de datos uniformes.

Dispone de registros desde 1981 hasta 2010, a la hora de hacer dicho proyecto no se dispone de la nueva versión con los datos de la última década. Por lo tanto, en la obtención de los datos se usaron los datos desde 2000-2010.



-Nasa: proporciona los datos meteorológicos y radiación solar proporcionados por esta plataforma de libre acceso cubren desde 1/07/1983 – 31/12/2019

Resolución espacial longitud latitud de 1x1o (100 x 100 km).

Datos procedentes de un renovado algoritmo que introduce una mejora importante en la estimación de radiación solar en la superficie.

la radiación solar puede tener una variación importante entre dos ubicaciones cercanas, especialmente si las diferencias en la topografía son considerables.



-PVGIS: es una herramienta oficial de Unión Europea que nos da la radiación del sol estimada en Europa Asia y África y producción que nos servirá para dimensionar de forma óptima nuestra instalación de energía solar aislada. Los datos procedentes de CM_SAF han sido contrastados exhaustivamente con medidas terrestres de alta calidad, resultando el error en términos anuales

III.DATOS OBTENIDOS DE LAS DISTINTAS FUENTES:



-Meteonorm

A continuación, se presentan los datos e ilustraciones devueltos por el programa en el emplazamiento a estudiar como una media de los datos almacenados entre el 2000-2010, que son los más recientes disponibles.

- Radiación

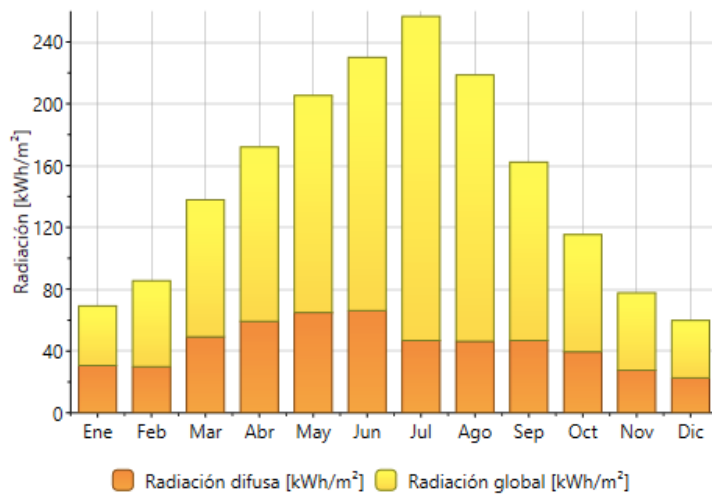


Ilustración 19: Datos de radiación difusa y global aportados, fuente Meteonorm

- Radiación global

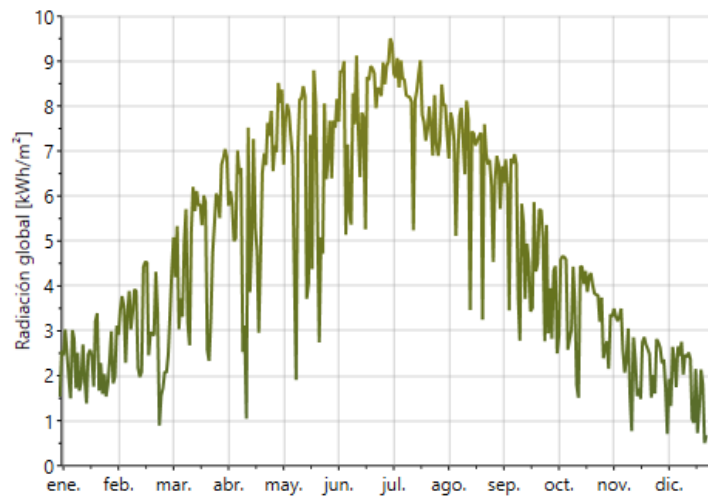
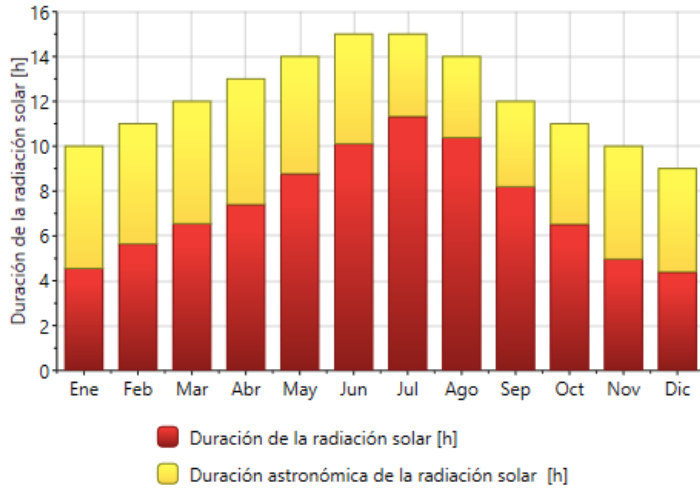


Ilustración 18: Media de radiación global, fuente Meteonorm

-Duración de la radiación solar



-Temperatura

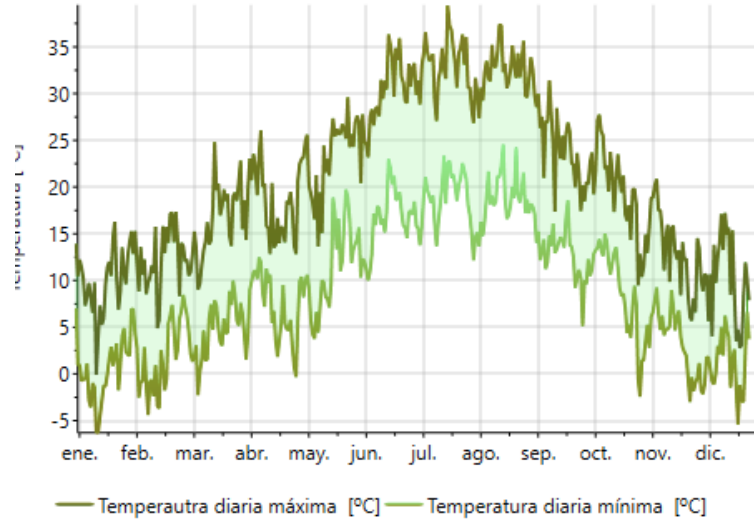


Ilustración 21: Duración de la radiación solar, fuente Meteoronorm

Ilustración 20: media temperatura anual, fuente Meteoronorm

- Precipitaciones

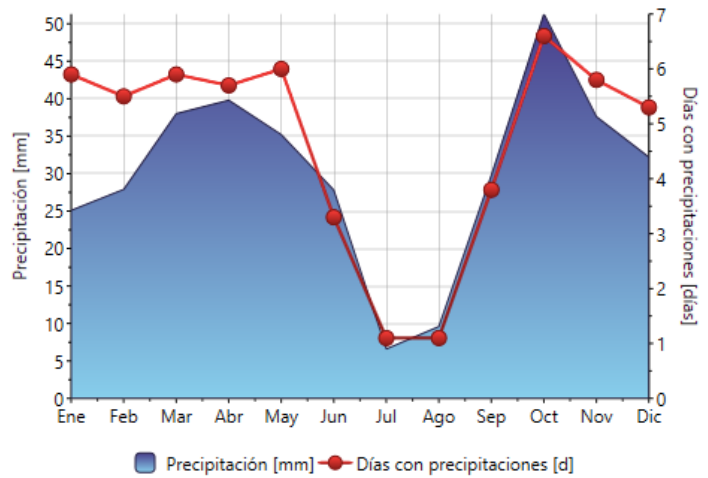
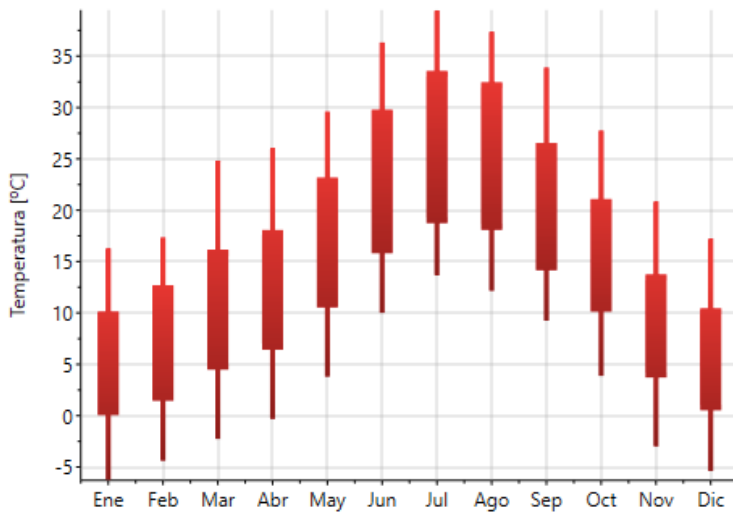


Ilustración 23: Diagrama de cuartiles de la temperatura media de cada mes, fuente Meteoronorm

Ilustración 22: Diagrama de Pareto de las precipitaciones, fuente Meteoronorm

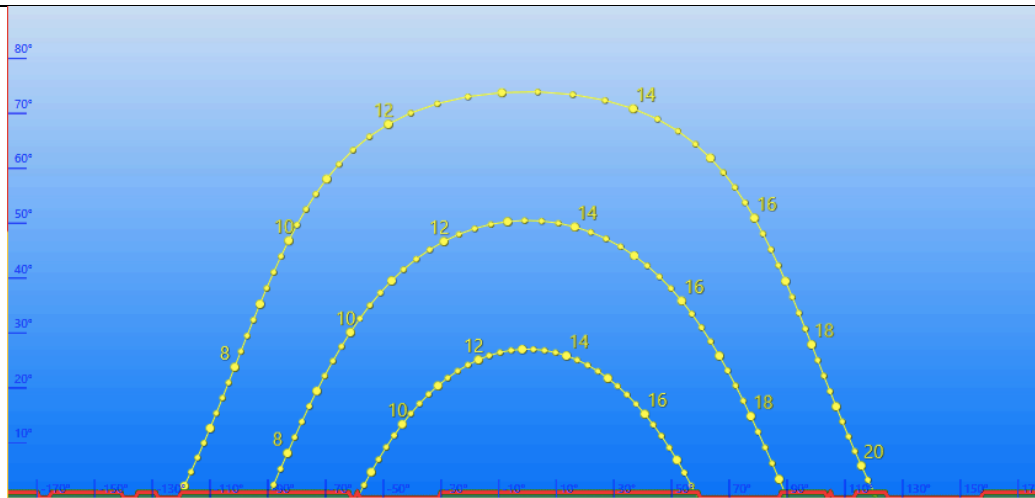
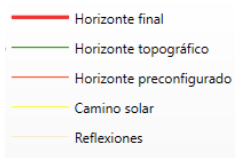


Ilustración 24: Horizonte de la zona a estudiar



-Tabla resumen:

	GHI kWh/m ²	DHI kWh/m ²	BN kWh/m ²	Ta °C	FF m/s
Enero	69	31	106	5	3,1
Febrero	86	30	123	7	3,2
Marzo	138	49	163	10,2	3,7
Abril	172	59	183	12,5	3,6
Mayo	205	65	216	16,8	3,2
Junio	230	66	247	22,9	3,3
Julio	257	47	313	25,8	3,4
Agosto	219	46	268	24,9	3,3
Septiembre	162	47	200	20,3	3
Octubre	115	39	157	15,2	2,9
Noviembre	78	28	126	8,7	3
Diciembre	60	23	105	5,5	3,1

Tabla 3: Tabla de datos, fuente meteonorm

-GHI : Irradiación Global Horizontal.

-DHI : Irradiación Difusa Horizontal que surge del hemisferio superior reducida por la directa.

-BN: Radiación normal directa, que surge de un ángulo sólido estrecho de 6° centrado alrededor del disco solar.

-Ta: Temperatura del aire a dos metros de la superficie.

-FF: Wind speed (FFE, FFN longitudinal and latitudinal part of the wind speed).
Velocidad del viento.



Año	Enero Ghi kWh/m ²	Febrero Ghi kWh/m ²	Marzo Ghr kWh/m ²	Abril Ghr kWh/m ²	Mayo Ghr kWh/m ²	Junio Ghi kWh/m ²
2010	55,8	74,48	130,82	173,7	203,36	211,5
2011	69,44	98	121,52	177,3	210,8	229,8
2012	81,53	105,84	153,45	158,4	216,07	230,7
2013	71,3	87,64	107,88	167,1	198,71	225,6
2014	61,38	73,08	142,6	180	213,28	226,5
2015	84,63	84,28	140,12	174,3	221,34	220,2
2016	61,69	79,52	146,32	161,4	187,86	7,86
2017	72,85	85,12	147,87	190,2	213,9	233,1
2018	72,85	87,92	115,01	153,3	193,13	213,3
2019	83,08	110,88	160,58	145,5	216,38	236,4

-NASA: Se muestra la tabla con la radiación solar global de la citada base de datos, para los cuales el programa los ha devuelto como una media de días del mes por ello se han multiplicado por los días que tiene cada mes, de entre a base de datos disponible desde el 2010 al 2019:

Año	Julio Ghi kWh/m ²	Agosto Ghi kWh/m ²	Septie Ghi kWh/m ²	Octu Ghi kWh/m ²	NOvi Ghi kWh/m ²	Dici Ghi kWh/m ²
2010	243,97	198,9	166,16	119,97	73,5	57,04
2011	242,73	208,5	173,29	124	68,4	66,65
2012	249,55	206,7	158,1	110,98	65,4	62,31
2013	242,42	199,5	166,47	121,21	76,2	69,13
2014	244,28	212,7	158,41	116,56	65,1	70,37
2015	245,83	195	163,68	106,33	84,6	67,89
2016	238,08	213	168,95	108,5	68,7	62,93
2017	239,32	197,1	176,7	125,55	85,2	60,45
2018	252,96	208,2	168,64	107,88	68,7	67,58
2019	241,49	204,3	156,55	117,8	67,2	56,42

Tabla 4: Media mensual de radiación global desde el año 2010-2019, fuente Nasa

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Agos	Setp	Oct	Nov	Dic
Ghi kWh/m ²	71,4	88,7	136,1	168,2	207,5	203,5	244,1	204,4	165,7	115,9	72,3	64,1

Tabla 5: Media de radiacion global de cada mes desde el año 2010-2019, fuente Nasa



-PVGIS:

Los datos mensuales obtenidos desde el año 2005 hasta el 2016

PVGIS-5 base de datos de irradiación geoespacial

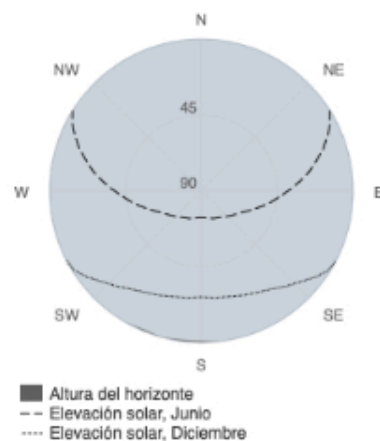
Datos proporcionados

Latitud/Longitud: 39.483, -2.369
 Horizonte: Calculado
 Base de datos: PVGIS-SARAH
 Año inicial: 2005
 Año final: 2016

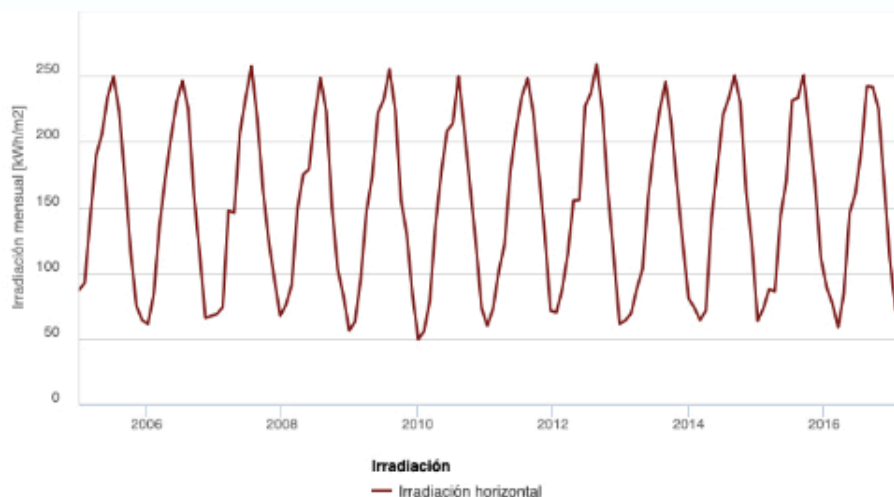
Variables incluidas en este informe:

Irradiación global horizontal: Si
 Irradiación directa normal: No
 Irradiación global con el ángulo óptimo: No
 Irradiación global con el ángulo °: No
 Ratio difusa/global: No
 Temperatura media: Si

Perfil del horizonte:



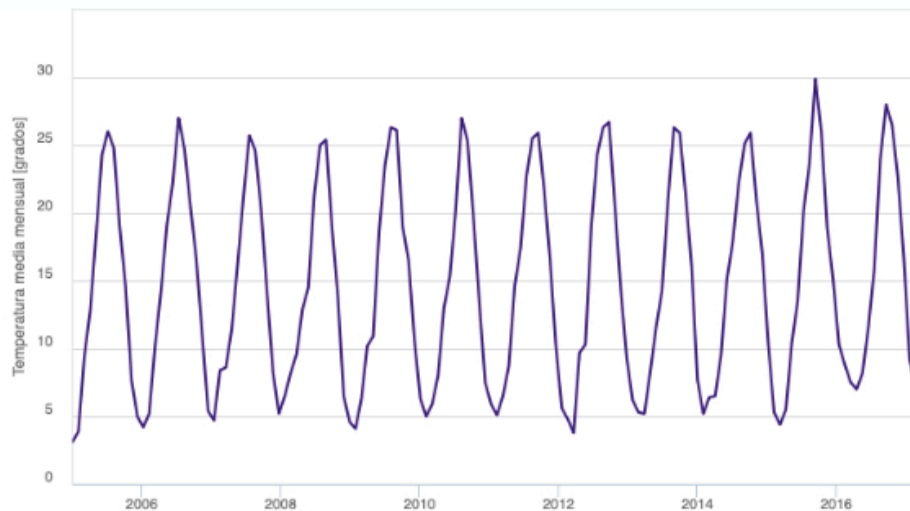
Irradiación solar mensual



Irradiación global horizontal

Mes	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Enero	87.05	61.39	68.98	75.98	63.11	55.81	72.91	87.21	69.36	64.38	87.94	58.68
Febrero	92.66	83.58	74.07	91.16	95.96	78.84	101.62	114.74	88.24	71.51	86.12	84.94
Marzo	143.49	135.7	147.76	149.12	147.06	136.81	121.79	155.47	103.31	142.43	144.22	146.02
Abril	189.9	172.09	145.98	175.21	173.93	176.78	177.23	155.64	158.96	180.66	170.45	160.74
Mayo	205.78	203.13	207.25	179.08	222.18	208.14	209.04	227.06	196.76	220.74	231.56	192.89
Junio	234.21	230.4	233.71	219	232.13	213.95	234.44	237	224.93	233.54	233.34	242.34
Julio	250.01	246.52	257.71	248.65	255.19	249.88	248.28	259.13	245.64	250.68	250.86	241.8
Agosto	223.06	225.07	218.12	223.43	224.47	209.92	222.27	224.77	213.39	229.39	208.96	225.47
Septiembre	172.47	159.96	163.6	150.16	155.51	166.51	175.31	160.87	166.36	162.12	167.26	168.29
Octubre	116.31	114.31	124.44	102.89	129.96	123.63	129.37	112.37	122.42	122.58	111.6	110.15
Noviembre	75.14	65.88	95.13	82.58	83.46	73.69	71.47	61.38	80.79	63.86	89.27	72.03
Diciembre	64.23	67.45	67.5	56.18	49.65	59.95	70.1	64.04	73.72	73.21	76.85	68.29

Temperatura media mensual



Temperatura media mensual

Month	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Enero	3.1	4.2	4.7	6.5	4.1	5	5.1	4.8	5.3	6.4	4.4	7.5
Febrero	3.9	5.2	8.4	8.2	6.3	5.9	6.5	3.8	5.2	6.5	5.5	7
Marzo	9.4	10.2	8.6	9.6	10.2	8	8.7	9.7	8.3	9.5	10.4	8.2
Abril	12.8	14.2	11.4	12.9	10.9	13	14.6	10.3	11.6	15.1	13.5	11.6
Mayo	18.4	19.1	16.2	14.5	18.6	15.3	17.4	19	14.3	17.9	20.1	15.9
Junio	24.3	22.2	21.2	21.3	23.5	20.2	22.7	24.3	20.9	22.2	23.7	23.9
Julio	26	27	25.7	25	26.3	27	25.5	26.3	26.3	25.1	29.9	28
Agosto	24.8	24.7	24.6	25.4	26.1	25.3	25.9	26.7	25.9	25.9	26	26.5
Septiembre	19	20.5	20.2	19	19	19.7	21.7	20.5	21.3	20.9	18.9	22.6
Octubre	14.6	16.6	14.1	13.9	16.5	13.4	16.5	14.3	16.1	17	15.1	16.7
Noviembre	7.7	11	8.3	6.5	10.6	7.5	10.1	9.3	7.7	10.4	10.3	9.2
Diciembre	5	5.4	5.2	4.6	6.3	5.9	5.6	6.2	5.2	5.3	8.8	7

IV.COMPARATIVA

Finalmente se presenta una tabla y un gráfico comparativo de los datos de radiación GHI (GTI) de las distintas fuentes (plataformas web con los registros históricos escogidos), de las tres fuentes usadas:

MES/FUENTE	PVGIS Ghi kWh/m ²	NASA Ghi kWh/m ²	METEONORM Ghi kWh/m ²	MEDIA Ghi kWh/m ²
ENERO	71,17	71,45	69	70,54
FEBRERO	88,62	88,67	86	87,76
MARZO	139,43	136,61	138	138,01
ABRIL	169,79	168,12	172	169,97
MAYO	208,63	207,48	205	207,03
JUNIO	230,74	233,49	230	231,41
JULIO	250,36	249,39	257	252,25
AGOSTO	220,69	228,39	219	222,69
SEPTIEMBRE	164,03	165,69	162	163,91
OCTUBRE	118,22	115,87	115	116,36
NOVIEMBRE	76,22	72,3	78	75,50
DICIEMBRE	65,90	64,07	60	63,32

6: Resumen de radiación global de cada base de datos

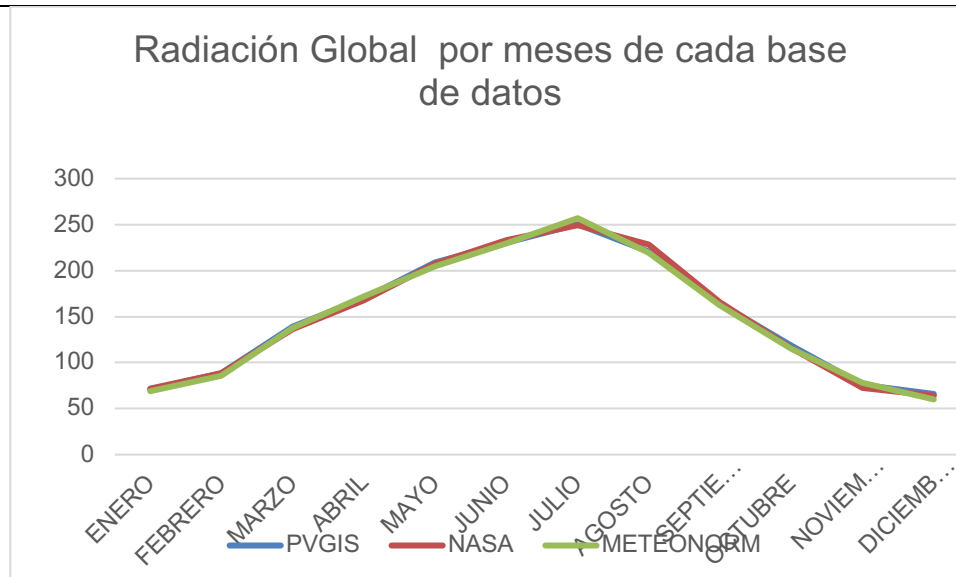


Ilustración 25: Grafico comparativo de radiación global

V. CONCLUSIÓN

Como se puede apreciar pese a usar distintos años en las distintas bases de datos, se observa la consistencia en la veracidad de los datos por su gran similitud y por su escasa desviación al valor promedio ya que presenten desviaciones menores al 5%.

Los datos necesarios para introducir en el PVsyst son la media de cada mes de los años escogidos de: GHI, DHI, temperatura a 2 metros y velocidad del viento a 10m. A la vista de los resultados es indistinto cualquier coger base de datos. Por ello se ha optado a usar la media de las tres bases de datos para el GHI, y para el DHI, temperatura, y velocidad se usará la base de Meteonorm.

Por lo tanto los datos a introducir en la simulación con PVSyst son:

	Ghi kWh/m ² .mes	Dhi kWh/m ² .mes	Ta °C	Velocidad del viento m/s
Enero	70,54	31	5	3,1
Febrero	87,76	30	7	3,2
Marzo	138,01	49	10,2	3,7
Abril	169,97	59	12,5	3,6
Mayo	207,03	65	16,8	3,2
Junio	231,41	66	22,9	3,3
Julio	252,25	47	25,8	3,4
Agosto	222,69	46	24,9	3,3
Septiembre	163,91	47	20,3	3
Octubre	116,36	39	15,2	2,9
Noviembre	75,5	28	8,7	3
Diciembre	63,32	23	5,5	3,1

Tabla 7: Datos a utilizar en las simulaciones con PV Syst

ÍNDICE

4.	EQUIPOS DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA	
I.	PRINCIPALES EQUIPOS QUE COMPONEN UNA PLANTA FOTOVOLTAICA DE ALTA TENSIÓN	54
II.	CELULAS FOTOVOLTAICAS. TECNOLOGÍAS ASENTADAS EN EL MERCADO	55
	II.I. PANELES DE SILICIO AMORFO	56
	II.II. PANELES DE SILICIO POLICRISTALINO	57
	II.III. PANELES DE SILICIO MONOCRISTALINO	58
	II.IV. PANELES CON PERC	60
	II.V. PANELES BIFACIALES	61
III.	ESTRUCTURAS DE LOS PANELES	62
	III.I. ESTRUCTURAS FIJOS	62
	III.II. ESTRUCTURAS CON SEGUIDOR A UN EJE	62
	III.III. ESTRUCTURAS CON SEGUIDORES A DOS EJES	63
IV.	INVERSORES	64
	IV.I. INVERSOR CENTRAL	65
	IV.II. INVERSOR STRING	65
V.	MODELO COMPUTACIONAL DE LA PLANTA CON EL PROGRAMA PVSYSY PARA LA SELECCIÓN OPTIMA DE EQUIPOS	66
V.I.	METODOLOGÍA EN LA ELECCION DEL PANEL Y SEPARACIÓN ENTRE PANELES	67
V.II.	METODOLOGÍA EN LA ELECCIÓN DE LA ESTRUCTURA	80
V.III.	METODOLGIA EN LA ELECCIÓN DEL INVERSOR	87
VI.	PERDIDAS DE LA INSTALACIÓN	92
VI.I.	PERDIDAS POR DISPERSION DE LA POTENCIA DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO	92
VI.II.	PERDIDDAS POR CONEXIONADO O MISMATCH	93

VI.III.	PERDIDAS POR POLVO O SUCIEDAD-----	93
VI.IV.	PERDIDAS POR LID-----	94
VI.V.	PERDIDAS ANGULARES O ESPECTRALES-----	94
VI.VI.	PERDIDAS POR TEMPERATURA-----	94
VI.VII.	PERDIDAS ÓHMICAS EN EL CABLEADO-----	96
VI.VIII.	PERDIDAS POR RENDIMIENTO DEL INVERSOR-----	97
VI.IX.	PERDIDAS POR SERVICIOS AUXILIARES-----	97
VI.X.	PERDIDAS POR SOMBREADO-----	97
VI.XI.	PERDIDAS POR ENVEJECIMIENTO-----	98
VI.XII.	INTRODUCCIÓN DE LOS PARÁMETROS DE LAS PERDIDAS EN EL PROGRAMA PVSYST-----	99
VII.	SIMULACIÓN FINAL-----	101

4. EQUIPOS DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA. ELECCIÓN

I. PRINCIPALES EQUIPOS QUE COMPONEN UNA PLANTA FOTOVOLTAICA DE ALTA TENSIÓN

Una planta fotovoltaica está compuesta por diferentes componentes, de los cuales se citan los principales:

- **1. Células fotovoltaicas.** Generalmente compuestas de silicio. Las células fotoeléctricas son las encargadas de captar la energía solar y transformarla en electricidad mediante el efecto fotovoltaico.
- **Torre meteorológica.** Es el sitio donde se analizan las diferentes condiciones meteorológicas para determinar la radiación solar que se está recibiendo o se prevé recibir.
- **2. Armario de corriente continua.** Recibe la electricidad generada por las células fotovoltaicas.
- **3. Inversor.** Un inversor de corriente convierte la corriente continua a corriente alterna.
- **Armario de corriente alterna.** Recibe la electricidad que el inversor ha transformado en corriente alterna.
- **4. Centro de transformación.** Sitio donde la energía se adapta a las condiciones de intensidad y voltaje aptos para ser transportada. los transformadores elevadores de baja a media tensión, tras los cuales se dispondrá un único transformador final de media a alta tensión.
- **5. Líneas de transporte.** Se trata de las líneas que permiten transportar la energía eléctrica hasta los centros de consumo.
- **Sala de control.** Sitio donde se supervisa el funcionamiento de todos los elementos de la central fotovoltaica.
- **Estructura del panel.** Estructura metálica que va a sostener la célula fotovoltaica móvil o fija.

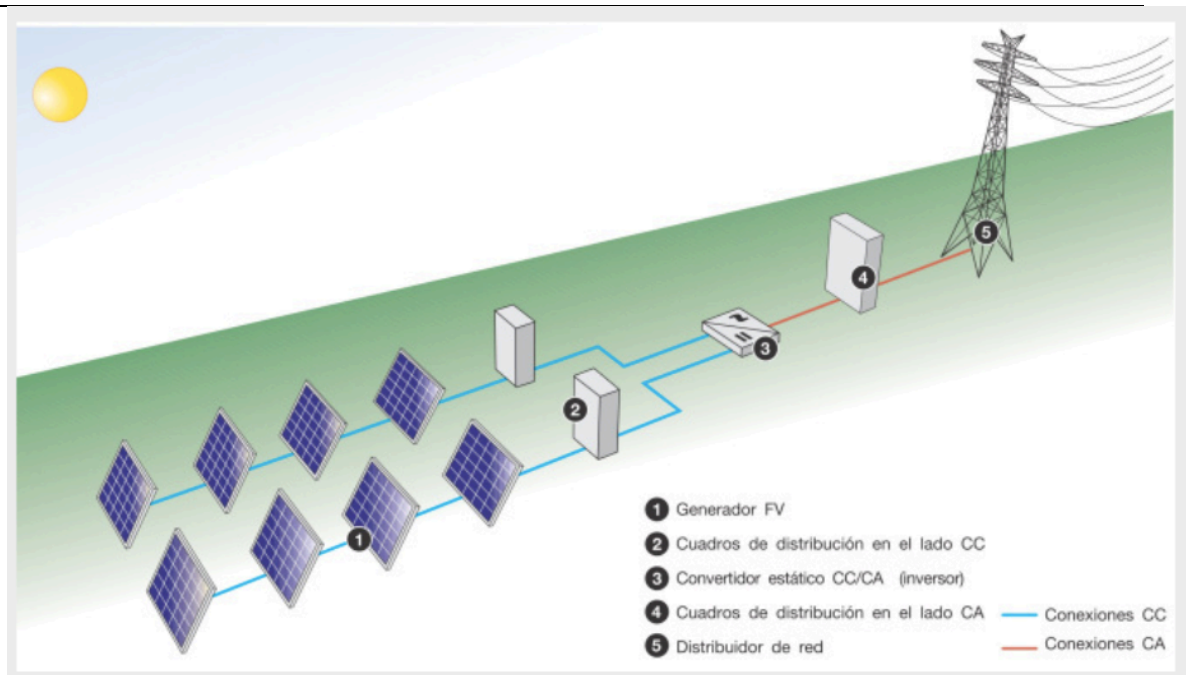


Ilustración 26: Esquema simplificado de una planta fotovoltaica

Los principales equipos que constituyen la instalación se analizan particularmente a continuación, con el fin de seleccionar el tipo y proveedor de cada uno de ellos.

II. CELULAS FOTOVOLTAICAS

Esquema conexión de las células fotovoltaicas, partes de una célula fotovoltaica e introducción a su funcionamiento.

Actualmente el mercado dispone de diferentes tecnologías las cuales influyen tanto en rendimiento como en precio.

Para la elección de la más apropiada, se simularán los distintos tipos de los que se disponen. Luego se seleccionará la marca y modelo que recoja la tecnología concluida como la más apta y se decidirá entre las distintas marcas en función de la relación rendimiento-precio, así como la garantía y años de esperanza que ofrezca.

Mencionar el dinamismo de este mercado, y su permanente desarrollo y cambio sobre cual es la placa óptima. Carácter muy marcado por la elección del mercado Chino, aunque actualmente en el 2020 lo más demandado y con mejor rendimiento son los paneles de silicio monocristalino.

TECNOLOGÍAS ASENTADAS EN EL MERCADO

En los últimos años el desarrollo en tecnología fotovoltaica a crecido exponencialmente. Pero para el desarrollo de este proyecto se valorarán las tecnologías innovadoras de eficiencia energética que podemos encontrar en el mercado, de uso consolidado (no experimental) en la elaboración de plantas fotovoltaicas que guardan una coherente relación entre el precio y el rendimiento.

III.I. PANELES DE SILICIO AMORFO

Los paneles de silicio amorfo no tienen una estructura cristalina definida. Se trata de capas delgadas sucesivas depositadas al vacío sobre un cristal, plástico o metal, formando células contiguas que ocupan todo el módulo. El principal problema de esta tecnología es su degradación y consiguiente reducción de eficiencia tras una prolongada exposición a la radiación solar. Su estabilidad de producción se alcanza tras las primeras 100 horas de funcionamiento, durante las cuales el módulo se degrada paulatinamente. Sin embargo, los materiales que conforman los paneles son muy estables a la temperatura y a los agentes externos, como la humedad. Los rendimientos alcanzados en el laboratorio son del 11,55%, mientras que el rendimiento real de este tipo de células es del 8%. Pese a su sencillez y precios muy bajos debido a su reducida eficiencia y un precio más competitivo en los paneleros de silicio cristalino, este tipo de tecnología se ha decidido descartar sin necesidad de simularla.



Ilustración 27: Aspecto de un panel de silicio amorfo

II.II. PANELES DE SILICIO POLICRISTALINO

Los paneles de silicio policristalino, están compuestas por células cuyo silicio no procede de un único cristal de silicio, sino de muchos pequeños fundidos en grupo. Por este motivo, al no tratarse de un solo cristal, no es tan puro como una célula monocristalina, y sus eficiencias y rendimientos son siempre algo inferiores a un panel monocristalino. Se caracterizan por su color azulado

Ejemplo Panel solar Policristalino

Las células de silicio policristalino (mc-Si) también utilizan obleas de silicio como sustrato, pero a diferencia de las monocristalinas, éstas proceden del corte de un bloque de silicio que se ha dejado solidificar lentamente en un crisol y que está formado por muchos pequeños cristales de silicio.

Este tipo de elaboración es menos costoso que el anterior, pero reduce considerablemente la eficiencia de las células.

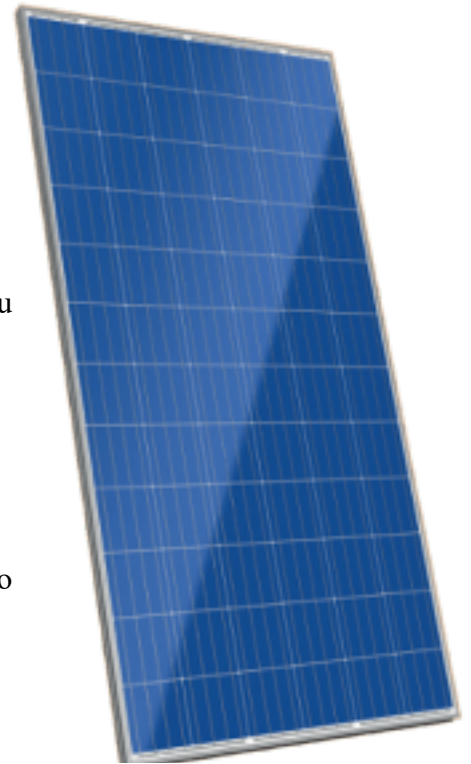


Ilustración 28: Aspecto de un panel fotovoltaico de silicio policristalino

II.III. PANELES DE SILICIO MONOCRISTALINO

Las placas solares monocristalinas están compuestas por células cuyo silicio SI procede de un único cristal. Por tanto, la pureza es óptima y esto mejora la eficiencia.

A simple vista, se pueden diferenciar por su color “negro” Ejemplo Panel Solar Monocristalino.

Ventajas:

Son los módulos fotovoltaicos de más eficiencia que podemos encontrar, siempre superan en eficiencia y rendimiento a los policristalinos.

Desventajas:

A corto plazo (la inversión inicial) son algo más caros que los policristalinos, aunque a medio-largo plazo, son más rentables por tener mayor rendimiento

El modo más común de fabricación de células de silicio monocristalino (sc-Si) consiste en partir de un lingote de un único cristal de silicio, obtenido por los métodos de Czochralski (Cz) o zona flotante (FZ), y cortarlo en obleas que constituyen el sustrato sobre el que tendrá lugar todo el proceso restante (unión “p-n”, metalización, etc.).



Ilustración 29: Aspecto de un panel solar monocristalino

A continuación, se presenta una tabla comparativa con los aspectos a destacar entre el uso de paneles de silicio monocristalino y policristalinos.

Característica/Tipo	Monocristalinos	Policristalinos
Precio	Por su proceso de fabricación son más caras	Mas baratas
Eficiencia	Mayor eficiencia y más rendimiento	Menor eficiencia y menos rendimiento
Estética	Las células son de un tono negro, azulado oscuro	Las células son de un color azulado irregular
Rendimiento	Alto	Medio
Durabilidad	Como mínimo 25 años, aunque algo más que los policristalinos.	Como mínimo 25 años
Comportamiento a altas temperaturas.	se comporta mucho mejor la placa monocristalina. Justificado en la multitud de estudios que demuestran que las células de silicio policristalino alcanzan temperaturas más elevadas que las de silicio monocristalino, en las mismas condiciones ambientales.	Pese a las creencias de que para climas con altas temperaturas, como por ejemplo el Sur de Europa (España, Portugal...), el rendimiento de una placa solar a alta temperatura es mejor si es policristalina. Esa creencia, siempre ha sido un argumento más bien comercial, fomentado por fabricantes asiáticos y vendedores de placas policristalinas de bajo coste. Lo cual no se refuta en los resultados experimentales.

Tabla 8: Comparativa entre paneles monocristalinos y policristalinos

II.IV. PANELES CON PERC (Passivated Emitter Rear Cell)

Se trata de una de las tecnologías que más rápidamente se están popularizando, merced a su capacidad de aumentar la eficiencia de los paneles solares (17-21%, según modelos) sin que los costes se disparen. Esta se compone de tres capas con propiedades eléctricas distintas: una capa exterior de silicio, denominada emisora, en contacto directo con la radiación solar, una capa intermedia (capa base), también de silicio, y una última capa inferior de aluminio BSF (Back Surface Field) que absorbe la radiación infrarroja que atraviesa las capas anteriores.

La tecnología PERC introduce en sus células fotovoltaicas una lámina adicional entre la capa intermedia y la capa inferior. Esta capa extra es reflectante, de manera que es capaz de evitar que los electrones de luz infrarroja penetren hasta la capa inferior de aluminio, donde se absorberían. En su lugar, la capa PERC los rebota hacia las capas superiores, generando mayor cantidad de electricidad y, en consecuencia, mayor potencia (llegando a superar los 300W en algunos modelos de 60 células) algo que resulta especialmente útil durante las primeras horas de la mañana y últimas de la tarde o en días de cielo nublado.

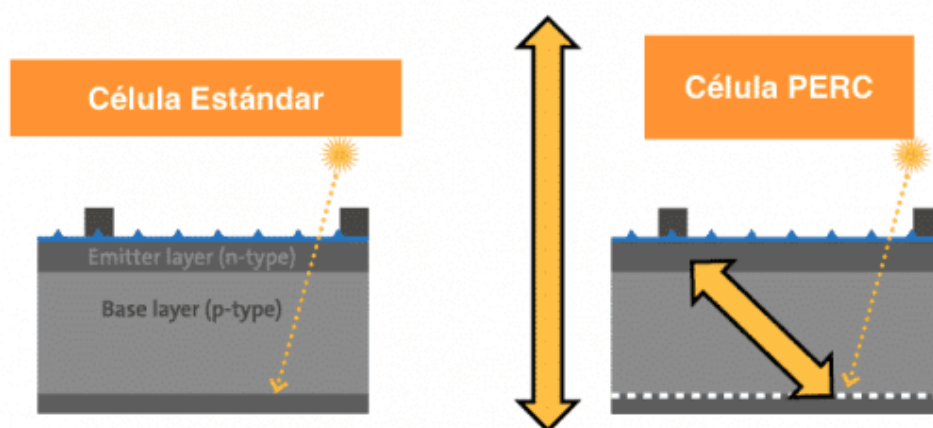


Ilustración 30: Esquema de funcionamiento y composición de una placa con tecnología PERC.

II.V. PANELES BIFACIALES

Como su propio nombre ya deja intuir, los módulos fotovoltaicos bifaciales están diseñados de manera que puedan producir energía solar por ambas caras de cada panel. Los paneles convencionales son “monofaciales”, es decir, capturan la luz del sol por su cara superior, mientras que la cara inferior es opaca. La energía que no se captura en las células fotovoltaicas de la cara superior simplemente se refleja y se pierde. Los paneles bifaciales, por el contrario, cuentan con células fotovoltaicas en ambas caras del panel, de manera que aprovechan la radiación solar directa y también la reflejada. Esto se traduce en un incremento de la producción energética en función de factores como que los módulos se instalen en superficies reflectantes o de colores claros, el ángulo de inclinación o la altura de la instalación, entre otros.

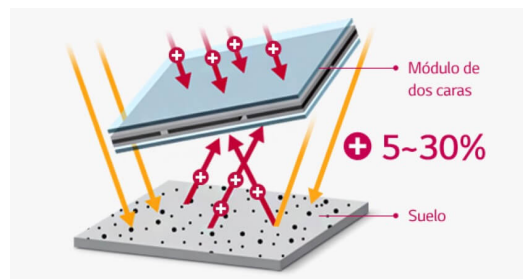


Ilustración 31: Esquema de funcionamiento y composición de una placa bifacial

Los paneles bifaciales pueden incorporar perfectamente células PERC pero es importante entender que el objetivo de la tecnología bifacial no es tanto incrementar el porcentaje de *eficiencia del módulo solar* como que éste genere más electricidad y, por tanto, más potencia. La forma de instalar este tipo de módulos es crucial para lograr un buen rendimiento. De este modo, una inclinación elevada -casi vertical- de los paneles consigue reducir la superficie sombreada y expone más fácilmente las dos caras de cada panel a la radiación solar, obteniendo así una mayor eficiencia energética. Por otro lado, esta forma de disponer la instalación hace que, por lo general, esta tecnología se tienda a utilizar más en superficies industriales planas o en instalaciones ancladas al suelo, no tanto en tejados residenciales.

III. ESTRUCTURAS DE LOS PANELES

Las estructuras solares son imprescindibles para dotar a los paneles solares de la inclinación y orientación que necesitan a la hora de aprovechar al máximo el potencial de la instalación solar. Ahora bien, los diferentes tipos de superficies, junto a otros factores importantes (tipo de terreno y condiciones climáticas), promueven la necesidad de contar con distintas estructuras solares que puedan adaptarse a cada una de ellas.

En las instalaciones fotovoltaicas sobre terreno, debemos considerar la instalación de un sistema de seguimiento solar para que los paneles sigan el movimiento del sol. Este artículo examina lo que supone instalar seguidores solares y si un sistema de seguimiento es apropiado para un proyecto fotovoltaico.

III.I. ESTRUCTURAS FIJOS

Son estructuras que se instalan con el ángulo constante mas eficiente durante todo el año similar al de la latitud del lugar en este caso 39°. Son las estructuras más baratas al no necesitas de ningún motor, y seguidor. Pero las cuales desaprovechan gran parte de la producción diaria de energía.

III.II. ESTRUCTURAS CON SEGUIDOR A UN EJE

Usando una estructura móvil se consigue aumentar la producción de energía eléctrica, gracias al movimiento de los paneles solares programados para seguir la trayectoria del durante el día de esta forma se encuentran en el ángulo más optimo (conocido como el ángulo de incidencia) durante las horas de luz. Usar la tecnología de estructuras móviles es la propia y adecuada para las grandes instalaciones y amplios emplazamientos en el terreno.

Usando seguidores a un eje estos se orientan norte-sur de tal forma que su sistema permite que el panel rote de este a oeste con la trayectoria del sol.

III.III. ESTRUCTURAS CON SEGUIDORES A DOS EJES

Las estructuras de seguidores a dos ejes permiten un seguimiento perfecto y una incidencia de la radiación solar sobre los paneles de la forma más óptima y precisa. Estos sistemas están planteados como se ha dicho para maximizar la producción de la energía a lo largo de todo el año. Un eje rota de este-oeste y el segundo eje norte-sur.

Tipo estructura/ característica	Fija	Móvil seguidor a un eje	Móvil seguidor a 2 ejes
Coste	Son estructuras sencillas sin motorización por lo que son baratas	Presentan mayor coste a tener en cuenta los elementos que las accionan, además de tener en cuenta su mantenimiento y gasto de energía	Son mucho más costosas es una tecnología ya establecida en el mercado, pero por su gran complejidad sigue siendo en proporción muy cara y con gastos de mantenimiento más elevados.
Rendimiento	No son muy eficaces	Aumentan entre un 25-35% el rendimiento de la instalación	Aumenta entre un 5-10% adicional
Complejidad de la instalación	Sencilla	Requiere de seguidores eléctrico o hidráulicos lo cual hace que la instalación sea más costosa	Al igual que los seguidores a un eje la complejidad crece pero esta lo hace exponencialmente al igual que el precio en su instalación. Gozan además de mayor seguridad ante robos.

Tabla 9: Tabla comparativa entre los tipos de estructuras disponibles en el mercado

En consecuencia, del análisis de mercado se puede predeterminar que la proporción mejora en la producción y coste de instalación y mantenimiento, la relación es significativamente más positiva en los seguidores a un eje. Posteriormente se simularán usando los tres tipos de estructura bajo la misma tecnología de panel y convertidor, así se concluirá finalmente cual va a ser la que se va a usar.

IV. INVERSORES

Funciona como interfase entre el generador fotovoltaico y la red eléctrica.

El inversor debe seguir la frecuencia y la tensión de la red a la que se encuentra conectado y para ello la onda de salida de la corriente debe ser lo mas senoidal posible para minimizar la inyección de armónicos a la red

Al variar la potencia disponible del generador fotovoltaico con la irradiancia y la temperatura, el inversor deberá extraer la máxima potencia y esto se consigue incorporando al mismo un equipo denominado “seguidor del punto de máxima potencia” (Maximum Power Point Tracker-MPPT) que es un dispositivo electrónico que incorpora el inversor y que varía cada determinado tiempo (de uno a varios minutos) la tensión de entrada al inversor (o tensión de salida del generador fotovoltaico) de forma que el producto intensidad por tensión de salida del generador fotovoltaico se haga máximo

IV.I. INVERSOR CENTRAL

Inversor Central o grandes inversores que se utilizan en grandes plantas (de centenares a varios miles de kW) y que se ubican normalmente en terrenos o en grandes instalaciones de cubiertas tejados

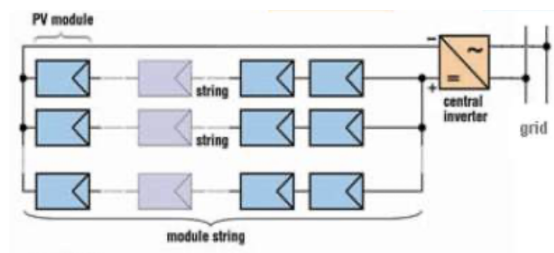


Ilustración 32: Esquema de conexión de un inversor central.

El problema de esta elección es que si se estropea un inversor central produce una reacción en cadena por lo cual dejan de funcionar todos los strings que están conectados a este,

IV.II. INVERSOR STRING

Inversores “string” de potencia mas pequeña monofásicos (1 – 15 kW) o trifásicos (10-30 kW) que se utilizan en pequeñas instalaciones y en tejados medianos.

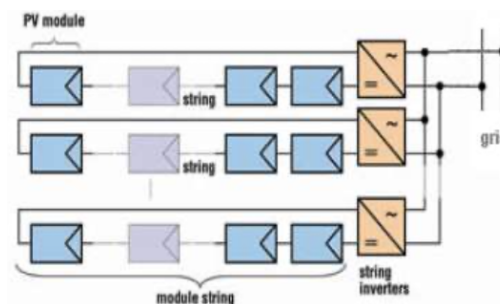


Ilustración 33: Esquema de conexión de los inversores tipo string.

Por otro lado si se estropea un inversor se cae únicamente el string al que esta funcionando, dejando intacta el resto de la instalación y su funcionamiento. el problema de esta elección es que su precio es mayor y también necesita más unidades.

V. MODELO COMPUTACIONAL DE LA PLANTA CON EL PROGRAMA PVSYST PARA LA SELECCIÓN ÓPTIMA DE EQUIPOS

Para la elección de una tecnología óptima y adecuada al emplazamiento se ha simulado con el programa PVSyst las diferentes opciones de mercado existentes previamente explicadas, y en función de las pérdidas del sistema, producción, superficie ocupada y rendimiento tomar una elección.

PVSyst es un programa de ordenador diseñado para la implantación y diseño de plantas fotovoltaicas. El programa cada cierto periodo de tiempo se actualiza con ello actualiza la base de datos de los componentes que hay en el mercado que se usan en el instalación ,además de poder añadir nuevos productos si el que se plantea no está disponibles.

Entre las ventajas con las que cuenta el programa hay que destacar que posee una base meteorológica que permite dimensionar la instalación en función de su ubicación, igualmente se pueden importar los datos como se ha hecho de otras fuentes meteorológicas mas rigurosas, calcular la inclinación y orientación óptima, y un diseño en 3D que permite calcular las pérdidas y producción ya que simula la orientación del sol.



Gracias a las simulaciones, al estudio de los productos disponibles y a que tiende el mercado hoy en día al final de esta sección se podrá concluir la tecnología, la marca, la cantidad de cada elemento necesario para la construcción de la instalación fotovoltaica de 10MW.

Se introducirán los datos meteorológicos que se han obtenido como la media ponderada de las distintas bases de datos tal y como se presenta en el apartado de 'Estudio del recurso solar'.

Una vez con todo los elementos escogidos y la separación entre las placas se hará la simulación final con la que el PVsyst nos proporcionará un documento con la producción, un diagrama de perdidas y todo el resto de los datos disponibles para valorar su coste y las ganancias.

V.I. METODOLOGÍA EN LA ELECCION DEL PANEL Y SEPARACIÓN ENTRE PANELES

A continuación, se irán contrastando las diferentes tecnologías disponibles en el mercado de placas solares y una vez escogida se compararán algunas de las marcas lideres que contengan la tecnología escogida.

Para su elección se compararán las perdidas, el numero de placas necesarias, la superficie a utilizar y la producción del sistema.

Un punto a tener en cuenta en este apartado es la separación entre las placas, lo cual requiere especial atención para guardar el equilibrio optimo entre una separación adecuada de modo que las filas delanteras no generen sombreados sobre las traseras y que esta separación no sea excesiva por las perdidas que conllevarán en el cableado y el aumento de terreno necesario

SEPARACIÓN ENTRE PANELES

Como ya se ha expuesto es una medida muy a tener en cuenta por ello se va a incorporar un calculo basado en un formulario estandarizado para luchar contra este problema.

Para estos cálculos se ha supuesto un área de las placas de 2m^2 de $2\text{m} \times 1\text{m}$ como valores estimados por ser medidas comunes en la fabricación y que es la arista mas pequeña la que se apoya.

La alta altura del módulo reducirá el impacto del sombreado en la parte trasera. Se recomienda un mínimo de 1m , por eso los instalaremos según las recomendaciones a $1,2\text{m}$ de altura respecto al suelo, al tratarse de una superficie prácticamente plana la altura de la instalación no entra dentro de la ecuación.

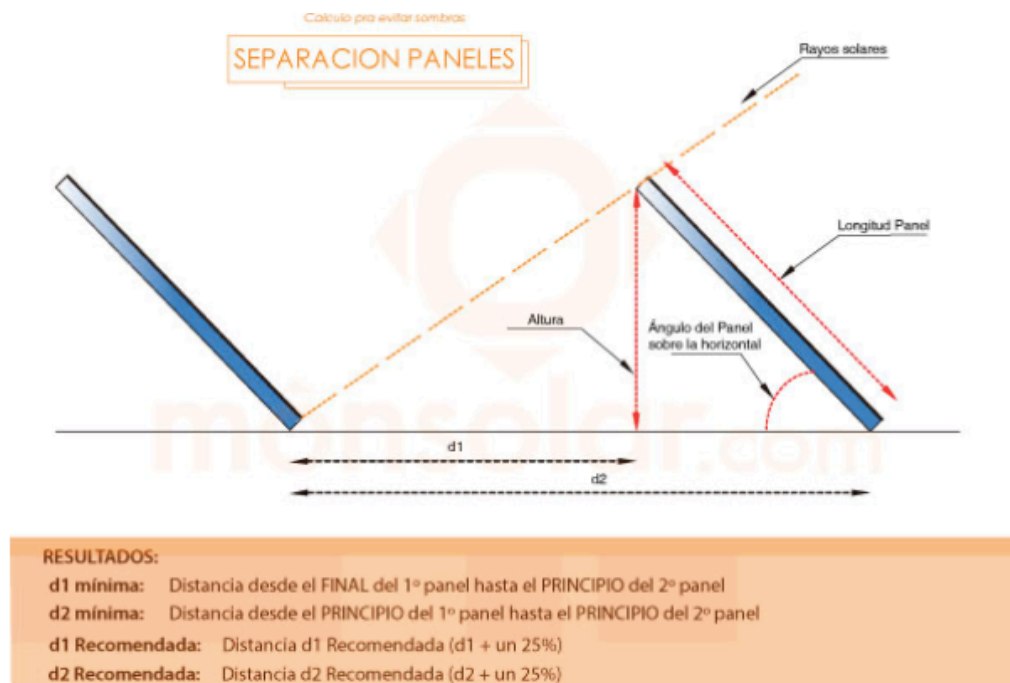
Para el calculo es necesario establecer un ángulo de inclinación del sol pero este varia todos los días del año y las horas de cada día. Para la separación se usará la recomendación del IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía) y basaremos el cálculo

en la latitud donde se encuentra localizada la instalación que es de 39,48 por eso se hará el calculo con ángulo similar por ejemplo se escogerá 38° lo que se llamará angulo de la altura solar.

Un buen punto a tener en cuenta es qué posición deberían tener las placas: horizontal o vertical. Por normal general se puede decir que si colocamos las placas de forma horizontal tendremos más filas, pero menos placas por filas, por el contrario, si las colocamos de forma vertical tendremos menos filas pero más placas por filas. Estos seguidores permiten colocar 2 paneles en vertical, ya que poner más en una sola estructura generaría mucho voladizo lo que se traduce en más sombra además que la complejidad a la hora de limpiar la superficie de estos los hace mucho más problemáticos. Eso nos deja un voladizo de 4m

El IDAE recomienda que en el solsticio de invierno se garanticen al menos cuatro horas de sol en torno al mediodía. Por ello se va a calcula la distancia minima entre placas por el método conocido como distancia mínima en el solsticio de invierno.

Para su calculo se ha usado el programa 'Monsolar':



Tipo de Tejado	Ángulo de inclinación tejado (Ángulos en positivo)	Latitud del lugar	Longitud del panel en metros	Ángulo del panel sobre la Horizontal	d1 mínima	d1 Recomendada	d2 mínima	d2 Recomendada
Horizontal	0	39.48	4	38	4.829	6.036	7.981	9.976

Aquí se va a demostrar el procedimiento establecido:

Ilustración 34: Resultados de la separación

$$k = \frac{1}{\operatorname{tg}(61^\circ - 39.48^\circ)} = 2,53$$

$$d_{2 \text{ recomendada}} = k * \operatorname{sen}(90 - \theta) * l$$

donde:

k: un factor adimensional al que se le asigna el valor $1/\tan(61^\circ - \text{latitud})$. Latitud=39.48.

Θ : es el ángulo crítico en el solsticio de invierno de las palcas respecto a la horizontal.

l: es la longitud de ambos paneles colocados en vertical

$$d_{2 \text{ minima}} = 2,53 * \operatorname{sen}(90 - 38) * 4 = 7,97m$$

En nuestro caso la distancia que se va a utilizar es la recomendada por el programa redondeando hacia arriba para garantizar el cumplimiento de la norma de 10,5m.

Con el dato guía que se obtenido en los cálculos, se incorporará en las simulaciones de PVsyst para poder comparar las distintas tecnologías, para finalmente observar como se comporta la placa a distintas distancias y concluir a cuanto deben de colocarse.

ELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA DEL PANEL

Para estas simulaciones se va a partir de una estructura fija y un simple inversor para que los cambios que se aprecien sean más claros y provocados por las diferentes opciones de placas que se van a examinar.

Al igual se considerarán valores típicos y usuales en la definición de las distintas pérdidas del sistema.

Hasta el apartado específico de la elección de una distancia apropiada la distancia que se va a usar será como se ha dicho de 10,5m. lo que se conoce como el pitch y una altura de 1,25m

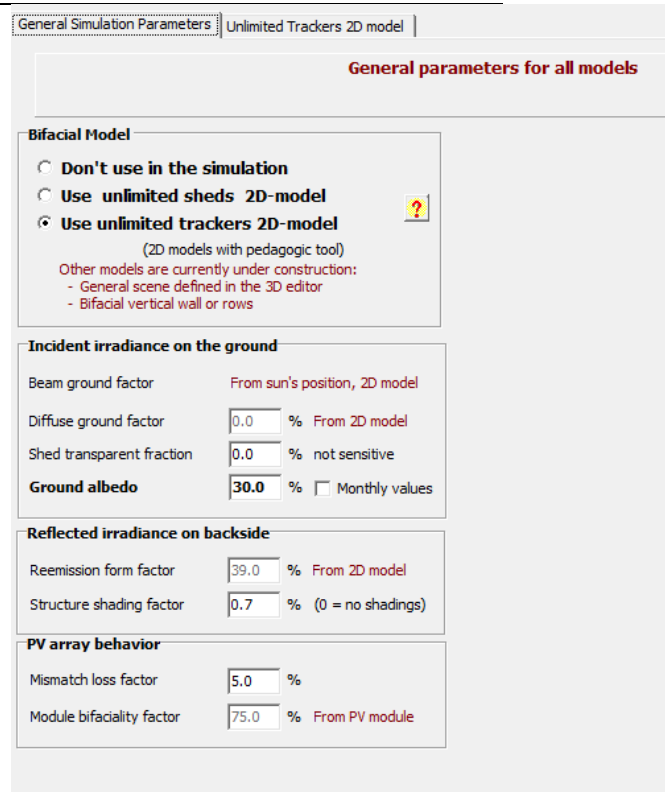
En esta primera parte se van a comparar si el panel incorpore tecnología monofacial o bifacial. Para ello se van a tomar dos paneles de similares potencias y año de fabricación y se compararan los aspectos relevantes de producción, rendimiento, pérdidas, superficie necesaria y precio.

Se van a comparar dos modelos de cada tecnología de distintas marcas de potencias de la placa alrededor de 400W.

El uso de láminas reflectantes es innecesario ya que como el terreno disponible no es problema sale mucho más rentable alquilar mayor parte de la parcela que laminar el suelo.

En el programa PVsyst a la hora de escoger tecnología Bifacial hay que definir las variables de dicha opción hay que definir tal y como se muestra y explica en las figuras:

- ‘Shed transparent fraction’ es la porción de panel que permite el paso de radiación hacia el suelo. Habitualmente, los paneles bifaciales montan cristal por ambas caras. El espacio libre entre las células de un panel deja pasar radiación sobre el suelo, que después podrá ser reflejada sobre la cara trasera de los paneles. PVsyst hace un cálculo simple para evaluar el impacto de este parámetro, considerando que la radiación que traspasa el módulo se cuantifica como el valor del module transmission factor multiplicado por el GHI.



General Simulation Parameters | Unlimited Trackers 2D model

General parameters for all models

Bifacial Model

- Don't use in the simulation
- Use unlimited sheds 2D-model
- Use unlimited trackers 2D-model (2D models with pedagogic tool)

Other models are currently under construction:
- General scene defined in the 3D editor
- Bifacial vertical wall or rows

Incident irradiance on the ground

Beam ground factor: From sun's position, 2D model

Diffuse ground factor: 0.0 % From 2D model

Shed transparent fraction: 0.0 % not sensitive

Ground albedo: 30.0 % Monthly values

Reflected irradiance on backside

Reemission form factor: 39.0 % From 2D model

Structure shading factor: 0.7 % (0 = no shadings)

PV array behavior

Mismatch loss factor: 5.0 %

Module bifaciality factor: 75.0 % From PV module

- ‘ground albedo’, el albedo es una propiedad intrínseca del terreno, hace referencia a la propiedad del terreno que se encuentra justo debajo de los paneles. El cual se ha tenido en cuenta en las simulaciones con paneles bifaciales, está la opción de instalarlos sobre la propia tierra que hay, asfaltar el terreno o poner una lamina reflectante. La tierra produce entre un 20-30% y el cemento 25-40% como la diferencia es muy poco apreciable es preferible dejar el terreno en tierra con el consiguiente ahorro en la obra.

Ilustración 35: Campos a rellenar en el uso de tecnología bifacial

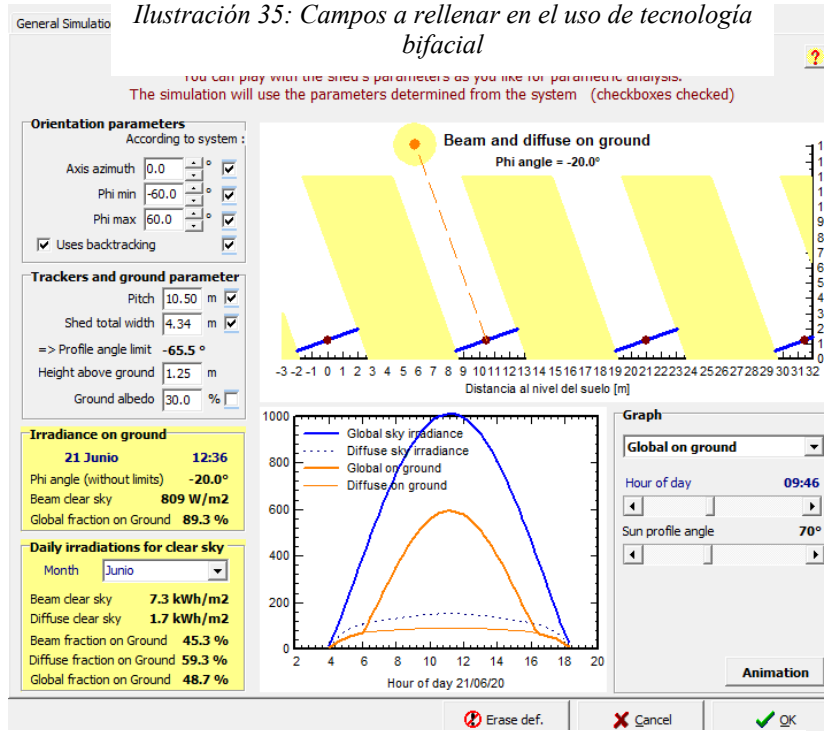


Ilustración 36: campos a rellenar en la tecnología bifacial

-‘Structure shading factor ‘ representa el efecto que provoca cualquier obstáculo presente entre el suelo y la cara posterior de los módulos. Habitualmente estas sombras están generadas por los soportes del seguidor, las bandejas de cableado, el propio cableado, etc. Un valor típico de este es 0,7%.

-‘Mismatch loss factor’ la cara trasera de un módulo bifacial recibe una radiación heterogénea en cada uno de sus puntos. Es por eso por lo que cada panel recibe una radiación total distinta, incrementando así el efecto mismatch entre células de un mismo panel, lo cual crea una desproporción desigual en la producción energética siendo esta no uniforme en la planta. Valores típicos son entre 1-5 %.

	Producción sistema MWh/año	Superficie modulos m ²	Rendimiento	Perdidas conjunto kWh/kWp/dia	Nº de módulos, nº inversores nº cadenas
Bifacial Canadian solar 385w cs3u-385mb-fg	14913	51842	0,83	0.61	25974 8 1332
Bifacial Longi Solar 415W Si-mono LR4- 72HBD 415M	15012	54032	0,836	0,59	24102 8 1289
Monofacial Canadian solar 415W CS3W- 415P 33V	14967	63557	0,89	0,55	28096 8 1446
Monofacial Longi Solar 400w LR6-72 HPH	14988	64221	0,92	0,55	28993 8 1389

Tabla 10: comparación entre paneles bifaciales y monofaciales

A la vista de los resultados es sin duda destacable que la superficie solar necesaria presenta una diferencia cuantitativa usando un tipo u otro de panel. Con tecnología bifacial requiere alrededor de un 20% menos de espacio necesario, con el consiguiente ahorro en alquiler y en preparación del suelo de lo que sería ese espacio extra. Se aprecian mejoras en las pérdidas del conjunto, aunque el rendimiento es peor, ya que la tecnología bifacial es mucho más eficiente al ser una instalación más compacta esto conlleva ahorro en cableado, estructura y por lo tanto menos pérdidas resistivas esto también es apreciable en el número de cadenas (son el número de filar que va a tener la planta) a usar. Pese el bifacial tener peor rendimiento lo importante es el aumento en la producción energética la cual es mucho mayor.

Por lo tanto queda claro que el uso de tecnología bifacial son casi todo beneficios, excepto por la diferencia de precio pero al ser una tecnología hoy en día la más usada, está establecida en el mercado y su precio resulta bastante competitivo frente a las placas monofaciales, por lo tanto esa diferencia no es tan significativa.

A continuación, se valorará un punto bastante conflictivo si estos deben de ser de silicio mono o policristalino. Este es un mercado muy dinámico a la vez que muy dependiente de las fabricas chinas que los producen. Con ello se quiere transmitir que ninguna de estas dos tecnologías es mejor que la anterior si no que depende del estado del mercado en el momento de la compra, por ello a la hora de la elección de estas es muy importante la situación de los grandes productores de estas.

	Producción sistema MWh/año	Superficie modulos m ²	Rendimiento	Pérdidas conjunto kWh/kWp/día	Nº de módulos, nº inversores nº cadenas
Monocristalino 415W Longi Solar LR4-72	15010	54032	0.835	0.59	24102 8 1339
Policristalino 385W 33V GCL-P6/72GD	14955	55952	0.833	0.62	25976 8 1528

Tabla 11: comparación entre paneles de silicio monocristalino y policristalino

Como se ha comentado la potencia pico de los paneles policristalinos que hay disponibles en el mercado es inferior por eso se va a simular con un panel de 385W lo cual ya se traduce como se observa en mayor número de módulos, superficie, mayores pérdidas y más cadenas de módulos.

La cantidad de módulos solares a usar también es inferior, por su eficiencia y mayor producción energética se necesitan menos paneles monocristalinos que policristalinos.

Como se puede observar los paneles monocristalinos debido al tamaño de sus celdas requieren menos células solares produciendo la misma cantidad que los policristalinos por ello se observa una disminución en la superficie a utilizar. A la vez estos son de eficiencia superiores y pueden producir más en lapsos de tiempo más breves.

Actualmente en el mercado se puede constatar que los paneles monocristalinos poseen una mejor relación costo eficiencia, aunque por la mayor calidad de sus componentes los fabricantes ofrecen garantías menores. Además, al ser de fabricación más compleja el precio es superior.

La vida útil de un panel solar está, en unos 30 años. Por tanto, una diferencia de un 20 o un 30% de producción, cada día, sumados durante tanto tiempo, va a representar una pérdida infinitamente mayor que el dinero que se va a ahorrar por elegir los paneles solares policristalinos. Por ello se ha decidido usar tecnología monocristalina y bifacial.

La tecnología PERC es algo que se podría categorizar de reciente, pero sus buenas críticas y proliferación en su uso no cabe duda que la hace un factor a tener en cuenta a la hora de emplearla. El interés de su incorporación radica en los siguientes beneficios:

1. Menores pérdidas de radiación y aumento de la eficiencia de conversión.
2. Gran rendimiento en días nublados
3. Gran rendimiento durante el comienzo y el final del día
4. Menor calentamiento del módulo así evitando puntos calientes, que perjudican la vida útil del módulo.

Como se prevé el uso de este tipo de tecnología va a ser todo ventajas, menos a la inversión económica extra que supondrá estas mejoras.

Tecnología Marca Modelo	Producción sistema MWh/año	Superficie modulos m ²	Rendimiento	Perdidas conjunto kWh/kWp/dia	Nº de módulos, nº inversores nº cadenas
Sin PERC 410Wp 33V Talesun Solar TD6D72M	14693	57772	0,818	0,62	24396 8 1286
Con PERC 415W Longi Solar LR4-72 HBD	15010	54032	0.835	0.59	24102 8 1339

Tabla 12: comparación entre paneles con y sin tecnología PERC

Como era de esperar a nivel de optimización de la planta es significativa la diferencia. Respecto al inconveniente económico la diferencia se puede clasificar de sustanciosa, Este panel sin PERC está a un precio alrededor de 0,165euro/Wp mientras que este modelo con tecnología PERC ronde los 0,21euro/Wp. Pero se reitera que es una inversión que resulta poco notoria frente a los 25-30 años de vida útil que se le estiman, en los cuales la tecnología en este sector tan puntero y dinámico mejorara exponencialmente por ello hoy en día la construcción de una planta solar de alta potencia con tecnología en pocos años obsoleta, no tiene sentido y por eso se ha decidido el uso de tecnología PERC. Tras todo este análisis se ha concluido que el panel debe cumplir las condiciones técnicas de que sea bifacial, fabricado con silicio monocristalino y que incluya tecnología PERC.

ELECCIÓN DE LA MARCA

Dentro de los productos entre los que se va a comparar en esta sección, todos tienen las mismas especificaciones tecnológicas a las que se han concluido que conseguimos una planta de mejor rendimiento y una equilibrada relación calidad-precio. Por ello se ha hecho un barrido del mercado solar en España para seleccionar cuales son las marcas más demandadas y con mejores valoraciones. Por ello se ha centrado en comparar

paneles de potencia alrededor de los 400W, valor bastante usual y recomendado en instalaciones de alta potencia. Así se han seleccionado las marcas de Longi Solar, LG Electronics, Canadian Solar que son de las que más modelos dispone el programa.

-Marca -Modelo	Producción sistema MWh/año	Superficie modulos m ²	Rendimiento	Perdidas conjunto kWh/kWp/día	Nº de módulos, nº inversores nº cadenas
Canadian Solar 400Wp CS3U- 385MF-FG	15035	54974	0,833	0,62	25974 7 1443
Longi Solar 415Wp LR4-72 HBD	15150	54032	0.835	0.59	24102 8 1339
LG Electronics 400 Wp 36V N2T-A5	15166	54897	0,844	0,58	25002 8 1389

Tabla 13: comparación de las distintas marcas en el mercado

Finalmente, el análisis ha desvelado que una muy buena opción es elegir la placa de Longi Solar (líder mundial en la manufacturación de módulos solares), específicamente el modelo LR4-72 HBD que es el que comercializan actualmente y cumple con las especificaciones que se han extraído de este estudio. La principal elección de este es su gran producción de energía, buen rendimiento y pocas pérdidas.

Pese a no poder incluir el factor exacto de precio de cada una por motivos de política de empresa el cual no lo facilitan.

Además este tipo de modulo posee La tecnología media célula, antes no mencionada, que consiste en cortar la célula en dos partes separadas mediante un láser infrarrojo maduro,

por lo tanto, reducir a la mitad la corriente operativa. La pérdida térmica en la cinta se reducirá notablemente y la potencia del módulo aumenta en un 2%. También se mejora la fiabilidad del módulo.

En las aplicaciones registradas, los sombreados de áreas pequeñas pueden causar que la temperatura de esas partes sea extremadamente alta. Este fenómeno se llama punto caliente. La larga duración de los puntos calientes podría provocar una degradación irreversible de los módulos.

Debido a que la corriente en cadena de los módulos de media célula es la mitad de los módulos de célula completa, la temperatura del punto caliente puede reducirse.

Las especificaciones de este tipo de placas se muestran a continuación:

Estándar	IEC/UL
Eficiencia	18.5~19.4%
Tamaño	2131×1052×35mm
Peso	28.5kg

Tabla 14: Características físicas placa LR4-72HBD

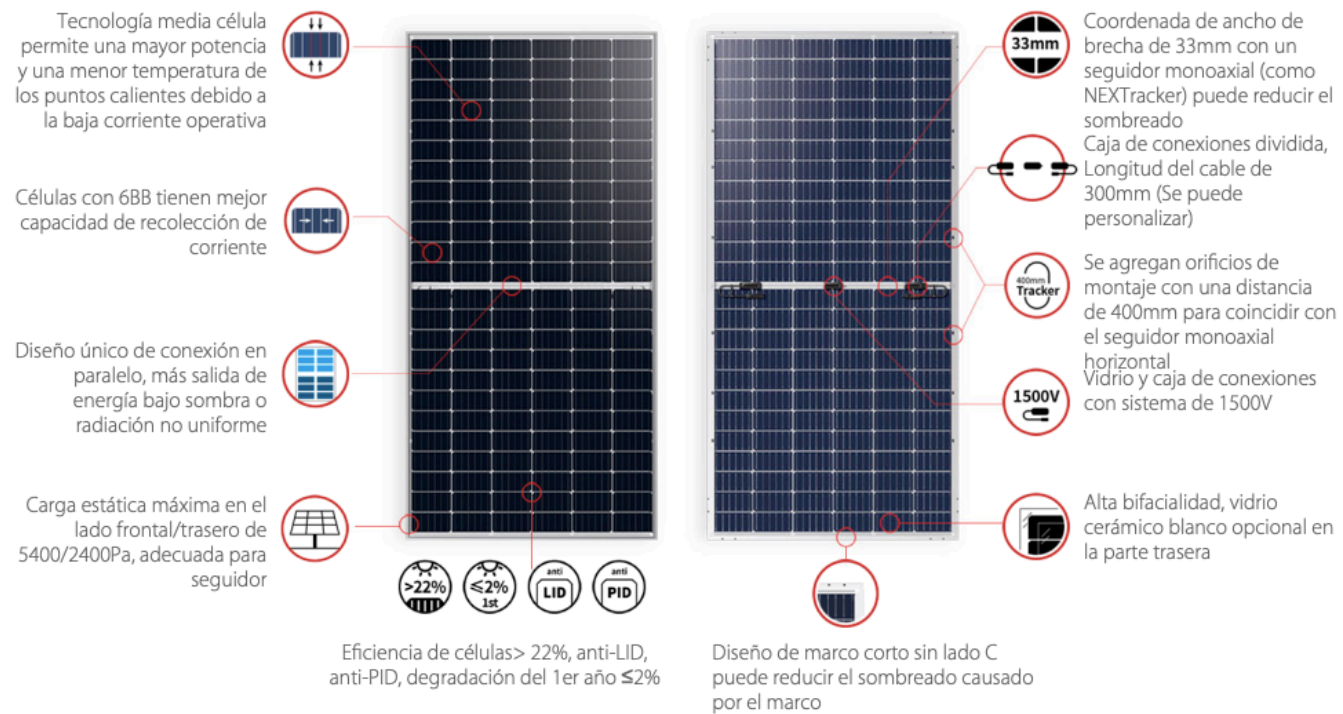


Ilustración 37: características técnicas placa Longi Solar LR4-72HBD

Toda la información mas detallada sobre el panel se encuentra en el anexo D

ELECCIÓN DE LA DISTANCIA

Una vez seleccionada la placa se van a realizar unas cuantas simulaciones entorno al valor recalculado de la distancia recomendada con las medidas exactas de la placa, la cual se obtiene de 10,62. Por lo tanto en las siguientes simulaciones la distancia de separación se harán entorno a este valor. Para ello se ha incorporado ya la opción de seguidores a un eje cuya justificación se encuentra en el siguiente punto

Distancia de separación entre estructuras	Producción sistema MWh/año	Superficie total m ²	Rendimiento	Perdidas conjunto kWh/kWp/día	Nº de módulos, nº inversores nº cadenas
8m	19525	98460	0,856	0,65	24102 8 1339
9m	20044	112140	0,859	0,64	24102 8 1339
10,5m	20632	131400	0,865	0,62	24102 8 1339
11m	20192	137520	0,8660	0,62	24102 8 1339
12m	21065	149940	0,869	0,6	24102 8 1339
13m	21294	16234	0,870	0,59	24102 8 1339

Tabla 15: comportamiento de la planta para diferentes distancias entre estructuras

No se han simulado distancias superiores a 13m ya que se saldría del terreno disponible para su edificación.

Como se puede ver en la tabla al aumentar la distancia de separación, el área de la parcela aumentara drásticamente. Pero se trata de encontrar el punto de equilibrio entre el tamaño y producción de energía. Desde los 8 a los 11 metros cada metro de distancia supone casi 500MWh/año, pero en los 12 metros hay un aumento de casi 1000MWh/año para después ya aumentar más paulatinamente. A su vez se como el rendimiento de la planta aumenta y disminuyen las perdidas donde también se encuentra un salto en la mejora a la hora de pasar a una distancia de separación de 12metros. En el cálculo de las perdidas no contabilizan las perdidas por el cableado necesario para abarcar esas distancias, pero el crecimiento en la producción hace más que rentable pagar más superficie y soportar esas perdidas resistivas. El rendimiento y la producción aumentan debido a que a lo largo del día los paneles son capaces de seguir al sol de la forma más eficiente sin tener que pararse por el backtracking para no proyectar sombras los unos sobre los otros, con lo que se consiguen mas horas de radiación directa. Finalmente se ha usado una distancia de 12 metros en la separación y una altura de 1,25 metros en la ejecución de la planta

V.II. METODOLOGÍA EN LA ELECCIÓN DE LA ESTRUCTURA

Con la finalidad de saber cual de los tipos de estructuras citadas es la más conveniente y optima se harán las siguientes simulaciones en las que se ha usado el panel escogido y la distancia más efectiva de las simuladas anteriormente.

Tipos:

-Fijo:

Se ha simulado con variaciones en el ángulo de incidencia alrededor del valor de 39° que es la latitud del lugar. Además, también se ha tenido en cuenta la distancia entre seguidores con el valor de referencia escogido que como se puede comprobar es cerca al calculado, teniendo en cuenta la sombras que proyectan unos paneles sobre otros. De tal forma que se buscará una relación entre la producción energética, el ángulo con el que se instalen las placas y las pérdidas por los cables al necesitar mayores distancias.

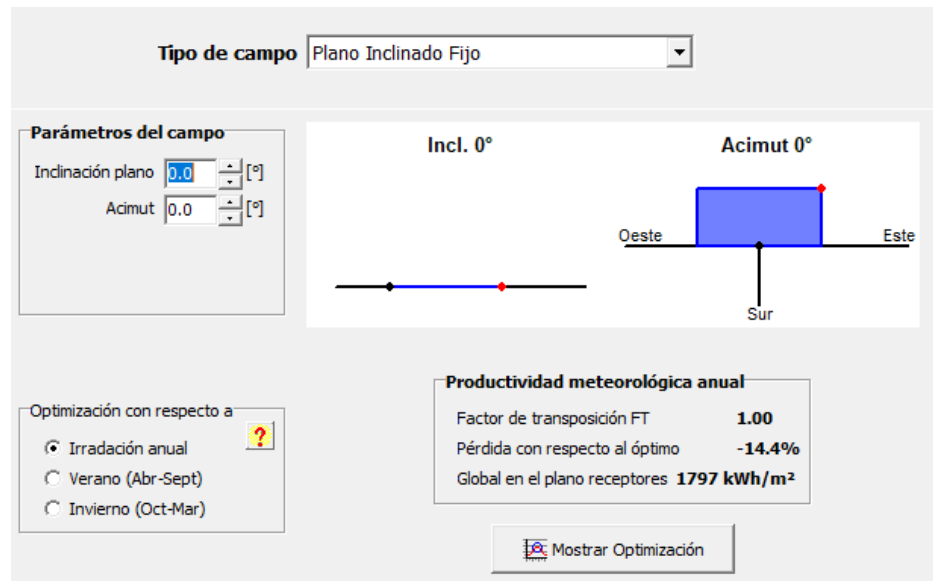


Ilustración 38: Selección de estructuras fijas en PVsyst

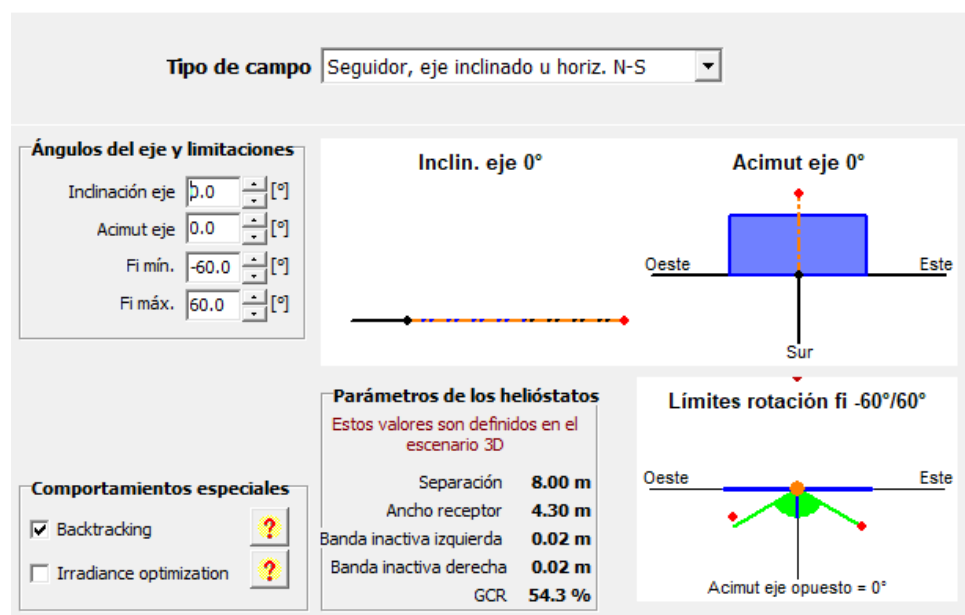
Inclinación Distancia	Producción sistema MWh/año	Superficie total m ²	Rendimiento	Perdidas conjunto kWh/kWp/día	Nº de módulos, nº inversores nº cadenas
38° 10,5m	15150	141200	0.835	0.59	24102 8 1339
38° 12m	16140	150940	0,843	0,58	24102 8 1339
38° 9m	15088	122140	0,831	0,61	24102 8 1339
39° 10,5	14801	141200	0.832	0.59	24102 8 1339
39° 12m	15786	150940	0,843	0,58	24102 8 1339
39° 9m	14663	122140	0,831	0,61	24102 8 1339

Tabla 16: Simulaciones para uso de estructuras fijas

Se observa que un ángulo óptimo de 38° , tal y como se preveía al ser cercano a la latitud del emplazamiento. Compromiso entre espacio, precio y producción concluyendo que para estas estructuras es óptimo una separación de 12 metros tal y como se demostró es una buena elección también en estructuras fijas.

-Seguidores a un eje:

En las simulaciones a un eje el ángulo no es un factor que entra en la ecuación ya que va cambiando, siguiendo al sol, pero se ha optado por activar la opción de ``Backtracking`` de esta forma la rotación del eje se detiene cuando la sombra de un panel incide sobre otro de consiguiendo mejorar el rendimiento. Este sistema



permite el giro de las placas *Ilustración 39: Selección de estructuras con seguimiento a un eje en PVsyst* con un ángulo de oscilación máximo de entre $+60^\circ$ y -60° . Se comprobará como este sistema mejora el rendimiento de la instalación, lo cual también se traducirá en el uso de menos superficie que abaratará los costes.

Para su implementación en PVsyst se ha hecho un simple diseño de la planta de la instalación para ello se ha ajustado el número de heliostatos necesarios para que la

superficie total sea aproximada a la superficie necesaria, teniendo en cuenta que se van a disponer dos ponerles en vertical y sus dimensiones exactas.

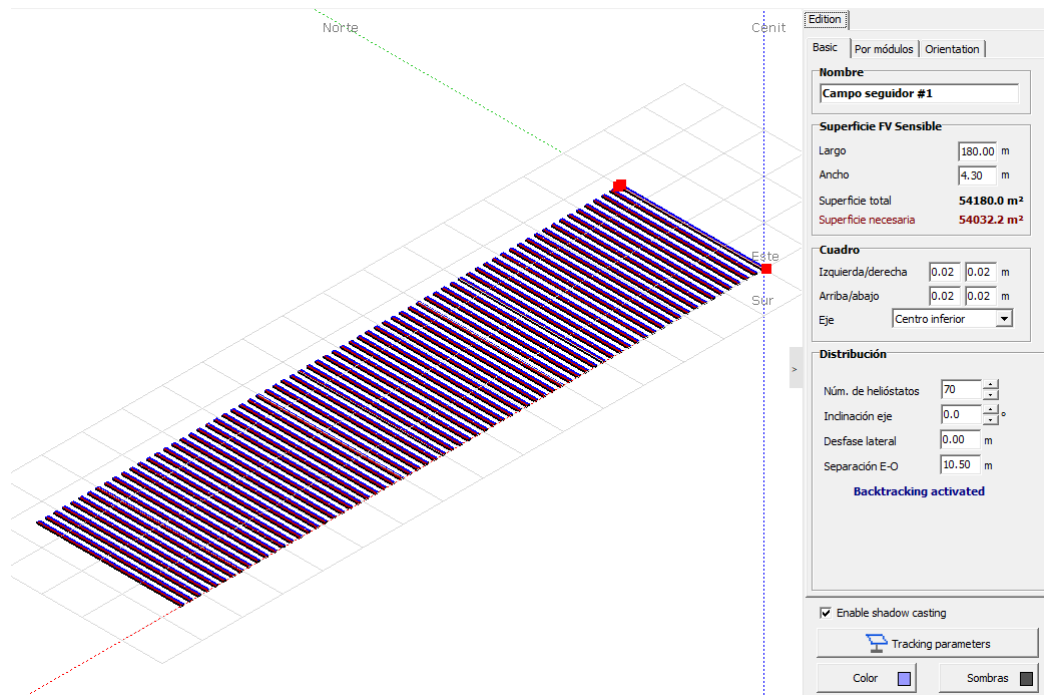


Ilustración 40: Diseño genérico de la planta

Como ya se ha expuesto y concluido aquí se incluirá la combinación más óptima que se ha desarrollado :

Distancia de separación entre estructuras	Producción sistema MWh/año	Superficie total m ²	Rendimiento	Perdidas conjunto kWh/kWp/día	Nº de módulos, nº inversores nº cadenas
12m	21001	149940	0,869	0,6	24102 8 1339

Tabla 17: Simulación con estructuras de un eje

En base a los puntos expuestos en la tabla a tener en cuenta, que son: las pérdidas, la producción, rendimiento y superficie a utilizar. También entran como factores influyentes en la elección los costes de instalación, mantenimiento de estas estructuras y el coste de la estructura a la vez que la superficie necesaria, el precio del alquiler y su preparación para la edificación.

A la vista de los resultados se observa como la instalación eléctrica es más óptima y con una producción mucho más superior, el rendimiento es mejor, se necesita menos terreno lo que conlleva disminución en las pérdidas por cableado. El inconveniente son las pérdidas en la inversión de este tipo de estructuras, su mantenimiento y gasto propio de energía los beneficios en comparación son el ahorro en terreno y su edificabilidad.

-Seguidores a dos ejes:

Se sigue un procedimiento similar a los seguidores a de un eje

Tipo de campo Seguidor en dos ejes, estructura N-S

Estructura orientable

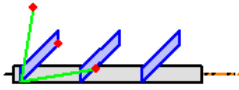
Inclinación eje 0.0 [°]

Acimut eje 0.0 [°]

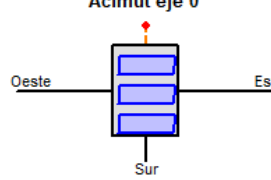
Min de la estructura -60.0 [°]

Máx de la estructura 60.0 [°]

Límites inclin. 10°/80°



Acimut eje 0°



Cobertizos en la estructura

Inclin. mín/estructura 10.0 [°]

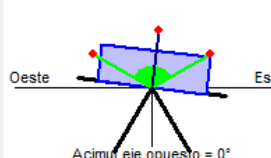
Inclin. máx/estructura 80.0 [°]

Parámetros de los helióstatos

Estos valores son definidos en el escenario 3D

Separación	8.00 m
Ancho receptor	4.30 m
Banda inactiva izquierda	0.02 m
Banda inactiva derecha	0.02 m
GCR	54.3 %

Límites rotación fi -60°/60°



Comportamientos especiales

Backtracking

Ilustración 41: Selección de estructuras con seguimiento a dos ejes en PVsyst

Distancia de separación entre estructuras	Producción sistema MWh/año	Superficie total m ²	Rendimiento	Perdidas conjunto kWh/kWp/día	Nº de módulos, nº inversores nº cadenas
12m	22665	142040	0,875	0,58	24102 8 1339

Tabla 18: Simulación con seguidores a dos ejes

Es análogo a las estructuras de un eje pero con la importante diferencia es las cifras respecto a lo que el precio de estas se refiere.

Si hay mejoras en todos los campos con lo cual resultada una planta mas eficiente.

Con los resultados de las simulaciones y con unos precios estimados de mercado que rondan: la estructura fija en 0,1 euro/W , la de un eje 0,15euro/W y a dos ejes 0,23 euro/W. Se ha podido hacer, tras el análisis de todos los factores ,una conclusión sobre que tipo de estructura se va a implementar, con lo cual la elección mas prometedor es usar una estructura móvil a un eje. Como se puede ver usando estas estructuras da una diferencia de rendimiento muy superior a la fija, aunque siendo esta también inferior a las estructuras de dos ejes, pero es aquí donde es notorio el distanciamiento entre el coste de la inversión en las estructuras y las ganancias en producción energética que se obtienen en estas. Por lo tanto, usando estructuras de un eje que es una tecnología muy implementada en el sector, con una amplia gama de modelos y marcas de fácil obtención, sencilla instalación, bajo mantenimiento y muy optimas con su relación producción y precio en comparación de las fijas. Utilizar este tipo de estructura requiera de mas inversión en lo que a la superficie a ocupar se refiere, en comparación a la de dos ejes, pero como la cantidad de superficie no es un problema y la superficie extra a pagar en comparación con el precio de los seguidores a dos ejes sigue siendo más rentable pagar mas superficie que pagar estructuras a dos ejes (teniendo en cuenta también con los gastos que suponen estas estructuras en mantenimiento e instalación en comparación a las de un eje), dicha relación no es tan notoria entre las estructuras fijas y a un eje por ello si es más rentable esa inversión extra por usar esas estructuras con el consiguiente ahorro en la inversión del terreno.

Entre las distintas marcas se ha escogido las estructuras de Soltec el modelo SF7 es el seguidor solar con mayor rendimiento y la mejor adaptación al terreno, perfecto para plantas solares a gran escala. Estas características, combinadas con la alta rentabilidad en la instalación y en operaciones han llevado a Soltec y sus seguidores a ser líderes del mercado.

SF7 elimina espacios vacíos cubriendo completamente la parte superior del seguidor con módulos fotovoltaicos, consiguiendo hasta un 5% más de rendimiento que los seguidores tradicionales:

- +6% rendimiento con TeamTrack™ backtracking
- +30% rendimiento con SF7 Bi-facial
- +4% rendimiento que los seguidores con biela central

SF7 cuenta con un 46% menos de hincas por MW y un 15% menos de piezas que el competidor principal, además de menos tornillos por hincas.

Cada módulo se puede instalar en poco tiempo, reduciendo el tiempo de construcción y la mano de obra, lo cual ayuda a disminuir el coste final de la instalación y permite un mayor retorno de la inversión con una mayor tasa de MW instalados.

Los cuales no van a tener ningún impedimento con la pendiente del emplazamiento, como muestra el mapa orográfico ya que tienen un máximo de inclinación de 17° que es mucho más que la del terreno.

En el anexo B se encuentra el datasheet y el plano del motor.

V.III. METODOLOGÍA EN LA ELECCIÓN DEL INVERSOR

Dentro de las posibilidades de tecnología expuestas se va a decantar por los inversores centrales. Al ser estos más baratos, requieren una instalación más simple y barata, pero ante la posibilidad de una avería, bastante remota, no supone un gran tiempo de baja en el funcionamiento. Además, aunque en el mercado aun se discute cual de las dos opciones es mejor para plantas de alta potencia como está estandarizado usar los inversores centrales. Por ello se ha decidido simular con PVsyst únicamente inversores centrales de alta potencia y centrados en la marca Power Electronics e Engeteam que son empresas líderes mundiales españolas de gran calidad y renombre que abarata el transporte y la contratación con su elección.

Para el dimensionamiento de la planta como ya se ha expuesto, existen varias opciones en PVsyst para ello vamos a usar distintas relaciones de ratio

RATIO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

El ratio se define como:

Potencia nominal del campo solar/ Potencia nominal del inversor= ratio

Los valores típicos de este cociente suelen rondar la unidad como 1,1-1,25 lo que significa un sobredimensionamiento del 10 al 25% de la potencia pico a instalar con respecto a la potencia nominal del campo de inversores.

En la elección del valor de este hay que tener en cuenta cómo afecta a la instalación, con un mayor valor de ratio conlleva un menor número de inversores necesarios en la instalación, pero se producen pérdidas de sobrecarga del inversor, lo cual haría que este no pudiera evacuar toda la potencia que se genera y empeoraría el rendimiento de la planta.

Para conseguir una relación adecuada es necesario probar diferentes inversores en las simulaciones buscando el punto de inflexión en el que el valor de las pérdidas se dispara, por ello en la simulación probaremos para ambas marcas citadas ratios alrededor de los valores de :1,1-1,2-1,15.

Destacar que en nuestra planta como ya se ha visto se van a utilizar paneles con este tipo de paneles es habitual el uso de valores de potencia pico similares a la potencia nominal del campo de inversores, de modo que en el cómputo del ratio no se tiene en consideración la potencia del panel en la cara posterior.

La justificación de este efecto es que no hay suficientes evidencias sobre la ganancia energética que se produce en la cara posterior del panel. Por lo tanto si esta ganancia fuera superior a la estimada se tendría un margen suficiente de capacidad en los inversores para verter la energía a la red sin acarrear pérdidas por sobresaturación.

El modelado del inversor que tiene Pvsyst consta de:

- Pvsyst fijará el voltaje de operación ajustándolo para el punto de máxima potencia.
- Si su voltaje de operación se encuentra fuera de los límites, el inversor se ajustará al voltaje límite más cercano. Estas pérdidas suelen ser por superar el límite superior que aparecen en el diagrama de pérdidas.
- La producción comienza cuando el punto de máxima potencia supera un umbral de potencia que el programa lo fijará como el 0,5% de Pnom (para poder comparar distintas curvas de inversores). Estas pérdidas aparecen en el diagrama de pérdidas

Para comparar diversos inversores se utiliza el concepto de rendimiento europeo que evalúa el comportamiento del inversor bajo cargas parciales y se define como:

$$\eta_{euro} = 0.03\eta_{5\%}P_n + 0.06\eta_{10\%}P_n + 0.13\eta_{20\%}P_n + 0.1\eta_{30\%}P_n + 0.48\eta_{50\%}P_n + 0.2\eta_{100\%}P_n$$

Siendo:

- P_n : la potencia nominal del inversor .

- Los distintos η son los rendimientos correspondientes al porcentaje de carga acorde a su subíndice (porcentaje de potencia nominal).

Eficiencia del Inversor Ingecom Sun 100	(%)
Máxima Eficiencia	96,2
Eficiencia Europea	95,1
Eficiencia al 5 % de la potencia nominal	84,4
Eficiencia al 10 % de la potencia nominal	90,7
Eficiencia al 20 % de la potencia nominal	94,5
Eficiencia al 30 % de la potencia nominal	95,6
Eficiencia al 50 % de la potencia nominal	96,1
Eficiencia al 100 % de la potencia nominal	95,9

Tabla 19: Rendimientos habituales de un inversor comercial

Es lo que se puede ver en la curva de rendimiento del inversor

Pues en función del rendimiento, cantidad de inversores que se necesiten, producción ,series y cadenas se harán a continuación distintas simulaciones para diferentes ratios y marcas y poder determinar cual se implementara en la planta solar.

Marca Modelo potencia	Ratio	Nº de inversores	Producción	Rendimiento	Perdidas del conjunto
Power Electronics Freesun FS HE/HEC 1390KW	1,2	6	20730	0,855	0,64
Power Electronics Freesun FS HE/HEC 1250KW	1,142	7	21016	0,867	0,60
Power Electronics Freesun FS HE/HEC 1250KW	1	8	21060	0,869	0,66
Power Electronics Freesun FS HE/HEC 1140KW	1,096	8	20841	0,86	0,61

Tabla 20: Comparación de ratios de inversores

Finalmente como se ha justificado una buena opción es escoger el inversor de potencia 1250KW como el de Power electronics cuya empresa dispone del inversor Freesun HEM. Está diseñado para aplicaciones solares con 7 inversores. de gran escala, que requieren las ventajas de un inversor central pero también el modularidad de una arquitectura Sting.

Además, integra el equipamiento de media tensión lo cual hoy en día esta en vanguardia y en uso las llamadas Power Station que son como este inversor unidades compactas que integra el transformador y las celdas de media tensión en el mismo equipo. Así es mucho mas sencillo y económico la instalación, ya que consisten en casetas prefabricadas de hormigón donde va toda la solución compacta modular.

Los módulos del inversor Freesun HEM tienen una vida útil superior a 30 años de operación en ambientes agresivos y bajo condiciones climáticas extremas

El data sheet viene incorporado en el anexo C con todas las especificaciones sobre este.

VI. PERDIDAS DE LA INSTALACIÓN

En esta sección se van a describir las diferentes perdidas a las que esta expuesta la planta fotovoltaica, así como darles un valor estándar para cuantificarlas en la simulación por PVSyst y ciertos detalles de como corregirlas o reducirlas. Estas se harán apreciables en el diagrama de Shankey de la simulación final.

VI.I PERDIDAS POR DISPERSIÓN DE LA POTENCIA DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO

Los módulos fotovoltaicos obtenidos de un proceso de fabricación industrial no son todos idénticos, sino que su potencia nominal presenta una determinada dispersión. Dependiendo de la calidad del módulo este presenta un exceso de potencia por módulo respecto a las especificaciones del fabricante, es una desviación de la eficiencia efectiva del módulo .En general los fabricantes garantizan que la potencia de un módulo fotovoltaico de potencia nominal, P^* , está dentro de una banda que oscila entre $P^* \pm 3\%$, $P^* \pm 5\%$ o $P^* \pm 10\%$. Este error de exceso se incorpora en la simulación con un valor negativo que indica un mejor rendimiento entorno al 0,5-1%.

VI.II.PERDIDAS POR CONEXIONADO O MISMATCH

Son pérdidas energéticas originadas por la conexión de módulos fotovoltaicos de potencias ligeramente diferentes para formar un generador fotovoltaico. Esto tiene su origen en que si conectamos dos módulos en serie con diferentes corrientes, el módulo de menor corriente limitará la corriente de la serie, debido a que la instalación fotovoltaica se distribuye en cadenas (strings). De modo semejante ocurre para la tensión de la conexión de módulos en paralelo. Resultando que la potencia de un generador fotovoltaico es inferior (o en un caso ideal, igual) a la suma de las potencias de cada uno de los módulos fotovoltaicos que lo componen. Provocando que llegue menos potencia a los inversores disminuyendo la producción. Las pérdidas de mismatch se pueden reducir mediante una instalación ordenada en potencias. Este desajuste entre módulos se hace presente en unas pérdidas de alrededor del 1% en la simulación

VI.III. PÉRDIDAS POR POLVO Y SUCIEDAD.

Tienen su origen en la disminución de la potencia de un generador fotovoltaico por la deposición de polvo y suciedad en la superficie de los módulos fotovoltaicos por la disminución de la capacidad de captación de radiación solar. Cabría destacar dos aspectos, por un lado la presencia de una suciedad uniforme da lugar a una disminución de la corriente y tensión entregada por el generador fotovoltaico y por otro lado la presencia de suciedades localizadas (como puede ser el caso de excrementos de aves) da lugar a un aumento de las pérdidas de mismatch y a las pérdidas por formación de puntos calientes.

- Ambientes limpios (sin polvo) y paneles bien cuidados (limpios) : 2 %
- Ambientes contaminados por ejemplo en desiertos: es muy variable pero del 3-5 % .

Por eso los gastos en limpieza y mantenimiento de estos durante su vida útil son a tener en cuenta en los costes de operación.

En nuestro caso incluimos un valor del 2 % en la simulación.

VI.IV. PERDIDAS LID

Producidas por la degradación de los paneles fotovoltaicas debido a la luz, siendo pérdidas instantáneas que se producen en los primeros días de funcionamiento, consecuencia de las moléculas de oxígeno que han quedado encapsuladas en el material semiconductor. Su valor suele ronda el 1,5%.

VI.V PERDIDAS ANGULARES O ESPECTRALES

La potencia nominal de un módulo fotovoltaico suele estar referida a unas condiciones estándar de medida, que, además de 1000 W/m² de irradiancia y 25°C de temperatura de célula, implican una incidencia normal y un espectro estándar AM1.5G. No obstante en la operación habitual de un módulo fotovoltaico ni la incidencia de la radiación es normal, ni el espectro es estándar durante todo el tiempo de operación. El que la radiación solar incida sobre la superficie de un módulo FV con un ángulo diferente de 0° implica unas pérdidas adicionales (mayores pérdidas a mayores ángulos de incidencia). Por otro lado los dispositivos fotovoltaicos son espectralmente selectivos. Esto es, la corriente generada es diferente para cada longitud de onda del espectro solar de la radiación incidente (respuesta espectral). La variación del espectro solar en cada momento respecto del espectro normalizado puede afectar la respuesta de las células fotovoltaicas dando lugar a ganancias o pérdidas energéticas.

VI.VI. PERDIDAS POR TEMPERATURA.

La tensión de las celdas fotovoltaicas, y por tanto la potencia del módulo, están ligadas a la temperatura de celda. Cuando se opera fuera de las Condiciones Estándar de Medida ($T_a=25^\circ\text{C}$, $\text{GHI}=1000 \text{ W/m}^2$, $\text{AM}=1,5$), la tensión del módulo fotovoltaico se ve modificada y, por lo tanto, la potencia pico de salida. Si la temperatura de las células aumenta su tensión disminuye y viceversa.

Habitualmente son las pérdidas térmicas las más significativas. Para evaluar esta pérdida de potencia PVsyst emplea la siguiente fórmula:

Donde:

Perdidas por temperatura = Coef. temperatura * (25°C - Ta.panel)

-*Coef. Temperatura*: establece la reducción o aumento de potencia del panel en función de la variación de temperatura del panel respecto los 25°C de referencia. Es un valor específico de cada panel y lo entrega el fabricante en la ficha técnica. [%/°C]

-*Ta panel*: es la temperatura que alcanzan los paneles. [°C].

Paralelamente, para obtener la temperatura de los paneles PVsyst requiere otro cálculo. La fórmula que se aplica es la siguiente:

$$U \cdot (T_{a.\text{panel}} - T_{a.\text{ambiente}}) = \alpha \cdot G_{\text{inc}} \cdot (1 - \epsilon_{\text{panel}})$$

Donde:

-*U*: es el valor de la transmitancia entre los paneles y el aire que los rodea (Ta ambiente). Está compuesta por dos términos, uno referente a la temperatura y otro al viento. Su ecuación es la siguiente: $U = U_c + U_v \cdot V_v$ [W/m²·K]

-*Ta ambiente*: es la temperatura ambiental. [°C]

-*α*: es el coeficiente de absorción de radiación. PVsyst toma por defecto un valor de 0,9 (α = 1 implica absorción máxima)

- *G_{inc}*: radiación incidente sobre el panel [W/m²]

-*ε_{panel}*: es la eficiencia de conversión de energía del panel. Dato proporcionado por el fabricante

Se hace notar por tanto, que el único campo de acción que tiene el usuario en lo referente a las pérdidas por temperatura es la variación de la transmitancia U.

Para plantas solar fotovoltaica estándar, es decir, paneles montados sobre estructuras al aire libre y sin ningún sistema de ventilación adicional, se toman como valores estándar los

recomendados por PVsyst, $U_c = 29 \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}$ y $U_v = 0 \text{ W/m}^2 \cdot \text{K/m/s}$. Estos valores obvian el efecto que pueda tener el viento en la refrigeración de los paneles.

Estos valores están validados por el sector fotovoltaico pero se consideran conservadores. En caso de querer modificarlos se debe disponer de un estudio que avale el cambio.

VI.VII PERDIDAS POR CAIDA ÓHMICAS EN EL CABLEADO

Tanto en la parte DC como en la parte AC (desde la salida de los inversores hasta los contadores de energía) de la instalación se producen unas pérdidas energéticas originadas por las caídas de tensión cuando una determinada corriente circula por un conductor de un material y sección determinados. Estas pérdidas se minimizan dimensionando adecuadamente la sección de los conductores en función de la corriente que por ellos circula.

Por norma tienen que ser inferiores a 1,5%, según la ITC BT-14 ‘Línea general de alimentación’.

Para el dimensionado del cableado en baja tensión se debe hacer uso de la ITC BT-07 ‘Redes subterráneas para distribución en baja tensión y de la ITC BT-21 ‘Tubos y canales protectores’.

Para la simulación:

- Circuito de CC (corriente continua): Fracción pérdidas en STC: en nuestro caso 1
- Del inversor al transformador (corriente alterna baja tensión): Fracción pérdidas en STC: en nuestro caso 0.50 %
- Circuito en Alterna en media y alta tensión se contabilizan todas las pérdidas en corriente alterna incluyendo transformadores de baja a media tensión, cables de media tensión, subestación y línea eléctricas de interconexión. Estas pérdidas se desglosan en:

Pérdidas en el hierro: en nuestro caso 0.12 % pérdidas resistivas: en nuestro caso 1%.

VI.VIII PERDIDAS POR RENDIMIENTO DEL INVERSOR

El inversor fotovoltaico se puede caracterizar por la curva de rendimiento en función de la potencia de operación. Es importante seleccionar un inversor de alto rendimiento en condiciones nominales de operación y también es importante una selección adecuada de la potencia del inversor en función de la potencia del generador fotovoltaico (por ejemplo, la utilización de un inversor de una potencia excesiva en función de la potencia del generador fotovoltaico dará lugar a que el sistema opera una gran parte del tiempo en valores de rendimiento muy bajos, con las consecuentes pérdidas de generación).

VI.IX. PERDIDAS POR SERVICIOS AUXILIARES

Para tener en cuentas todas las perdidas hay que incluir el valor de pérdida de los servicios auxiliares de la planta. Cuyos valores típicos oscilan entre el 0,2-0,5 %.

VI.X. PERDIDAS POR SOMBREADO

Es inevitable la presencia de sombras en determinadas horas del día sobre el generador FV que conducen a unas determinadas pérdidas energéticas causadas en primer lugar por la disminución de captación de irradiación solar y por los posibles efectos de mismatch a las que puedan dar lugar. También pueden producirse sombras importantes de unos campos fotovoltaicos sobre otros. Además de las pérdidas consideradas anteriormente puede haber otras específicas para cada instalación, como pueden ser: averías o mal funcionamiento, los efectos de la disminución del rendimiento de los módulos FV a bajas irradiancias, etc... Este fenómeno puede perjudicar el funcionamiento de los paneles a no ser que se usen diodos de bloqueo para su protección evitando la formación de puntos calientes. Estas perdidas son inevitables pero son reducibles con factores que ya se han tenido en cuenta como un estudio para elegir el emplazamiento de la planta fotovoltaica, la distancia de separación entre los seguidores así como usar tecnología Backtracking.

VI.XI.PERDIDAS POR ENVEJEZIMIENTO

El fabricante nos garantiza la degradación del primer año y la interanual hasta el final de la vida del proyecto.

En nuestro caso se supondrá de un 1 % para el primer año y 0,4 % el resto de los años.

VI.XII. INTRODUCCIÓN DE LOS PARÁMETROS DE LAS PERDIDAS EN EL PROGRAMA PVSYS

A continuación, se muestra cómo se introducen estas pérdidas en el programa PVSystem:

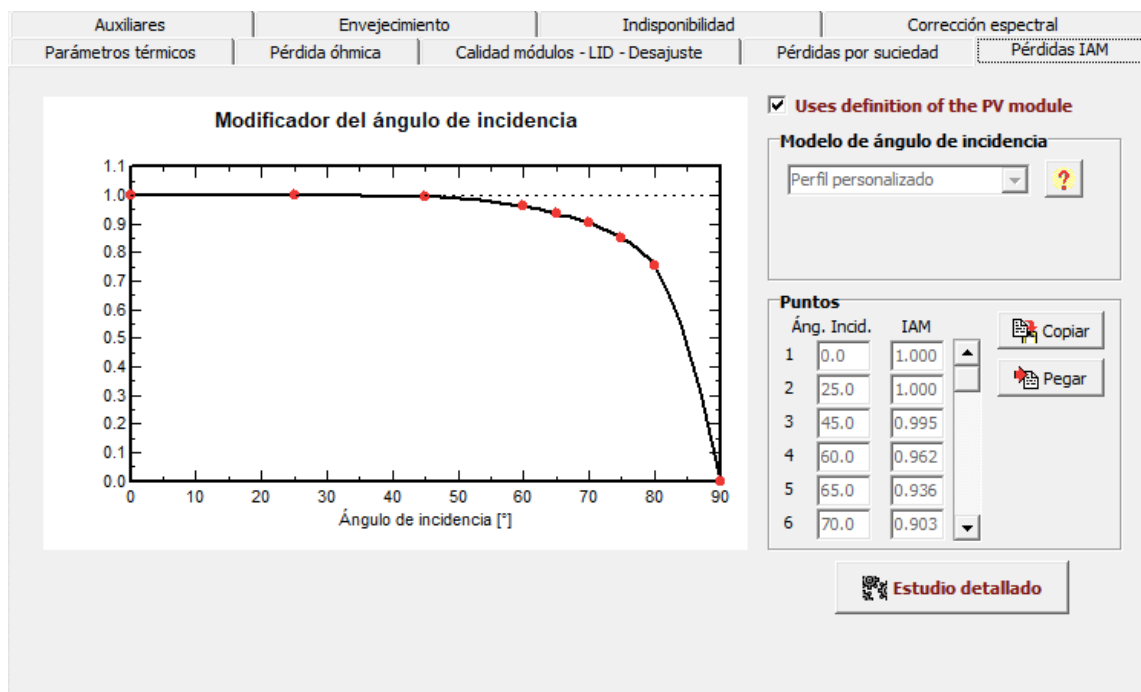


Ilustración 42: Introducción de las pérdidas IAM en PVSyst




Auxiliares	Envejecimiento	Indisponibilidad	Corrección espectral
Parámetros térmicos	Pérdida óhmica	Calidad módulos - LID - Desajuste	Pérdidas por suciedad
<p>¡Usted puede definir el factor de pérdidas térmicas del generador o el coeficiente estándar TNCO: el programa le dará la equivalencia!</p>			
<p>Factor de pérdidas térmicas del campo</p> <p>Factor de pérdidas térmicas $U = U_c + U_v + U_{\text{Viento}}$</p> <p>Factor de pérdida constante U_c <input type="text" value="29.0"/> W/m² </p> <p>Factor de pérdida del viento U_v <input type="text" value="0.0"/> W/m² / m/s</p>		<p>Factor TNCO equivalente</p> <p>TNCO (Temperatura Nominal de Célula operativa) está especificada a menudo por los fabricantes para el módulo mismo. Es una definición alternativa para el factor U, que no tiene mucho sentido cuando es aplicada al conjunto en funcionamiento.</p> <p>No utilice el enfoque TNCO. Trae mucha confusión aplicada en los conjuntos !</p> <p> Ver el TNCO de todos modos </p>	
<p>Valores por defecto según el montaje</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> Captores "libres" con circulación de aire alrededor</p> <p><input type="checkbox"/> Semi-integrado con conducto de aire</p> <p><input type="checkbox"/> Integrado con aislamiento trasero</p>			

Ilustración 43: Introducción de las pérdidas térmicas en PVsyst





Auxiliares	Envejecimiento	Indisponibilidad	Corrección espectral
Parámetros térmicos	Pérdida óhmica	Calidad módulos - LID - Desajuste	Pérdidas por suciedad
<p>Circuito CC: pérdidas óhmicas en el conjunto</p> <p>Especificado por</p> <p><input type="radio"/> Resistencia de cableado <input type="text" value="0.5209"/> mOhm <input type="checkbox"/> Calculada  Cálculo detallado</p> <p><input checked="" type="radio"/> Fracción pérdidas en STC <input type="text" value="1.00"/> % <input type="checkbox"/> Defecto </p> <p>Caída de voltaje a través del diodo <input type="text" value="0.0"/> V <input type="checkbox"/> Defecto</p>			
<p>AC losses after the inverter (Sistema completo)</p>			
<p>Circuito CA: inverter punto inyección</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> Largo significativo, a tomar en cuenta</p> <p>Largo inverter hasta inyección <input type="text" value="1648.5"/> m <input type="text" value="150"/> mm²</p> <p>Fracción pérdidas en STC <input type="text" value="0.51"/> %</p> <p>STC: Pac = 9783 kW, Vac = 20000 V Tri, I = 282 A </p> <p>Caída de voltaje en STC <input type="text" value="101.1"/> V (0.5 %)</p> <p><input type="radio"/> Entre inverter y transfo</p> <p><input checked="" type="radio"/> Del transfo a la inyección <input type="text" value="20000"/> Vac</p>		<p>Transformador externo</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> Transformador externo presente defecto</p> <p>Pérdida hierro (valor constante) <input type="text" value="0.12"/> % <input type="text" value="11.74"/> kW <input type="checkbox"/></p> <p>Pérdidas Resistivas/Inductivas <input type="text" value="1.70"/> % en STC <input type="checkbox"/></p> <p>(cuadrático, $R \cdot I^2$, $R = 695.1$ mOhm </p> <p><input type="checkbox"/> Desconexión nocturna</p>	

Ilustración 44: Introducción de las pérdidas óhmicas en PVsyst

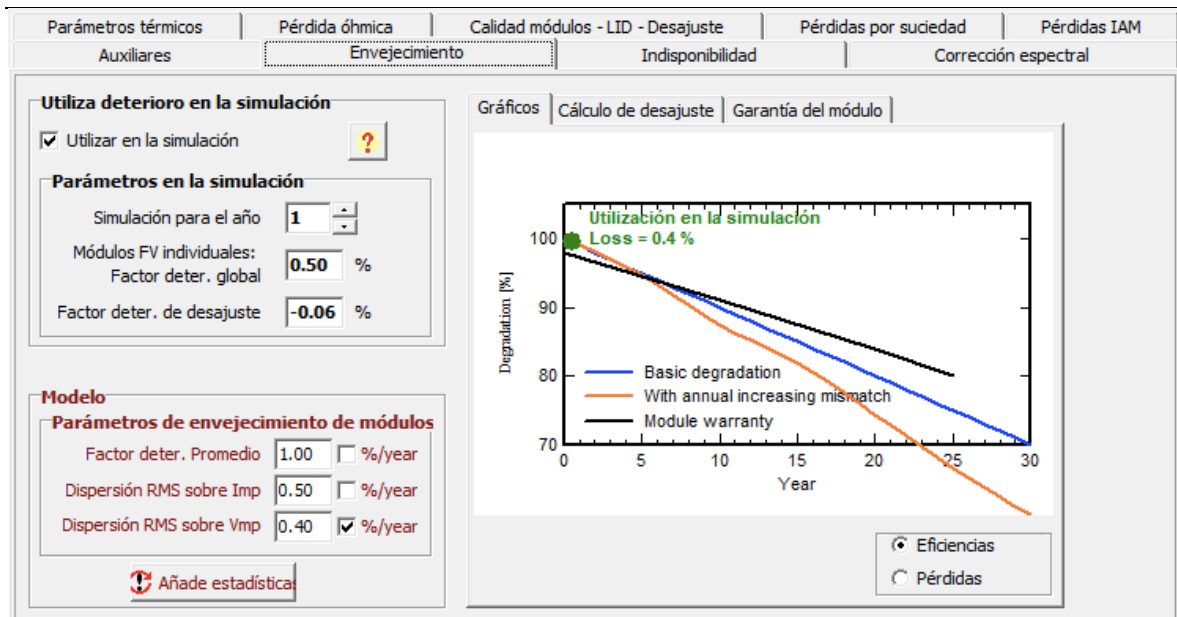


Ilustración 45: Introducción de las pérdidas por envejecimiento en PVSystem

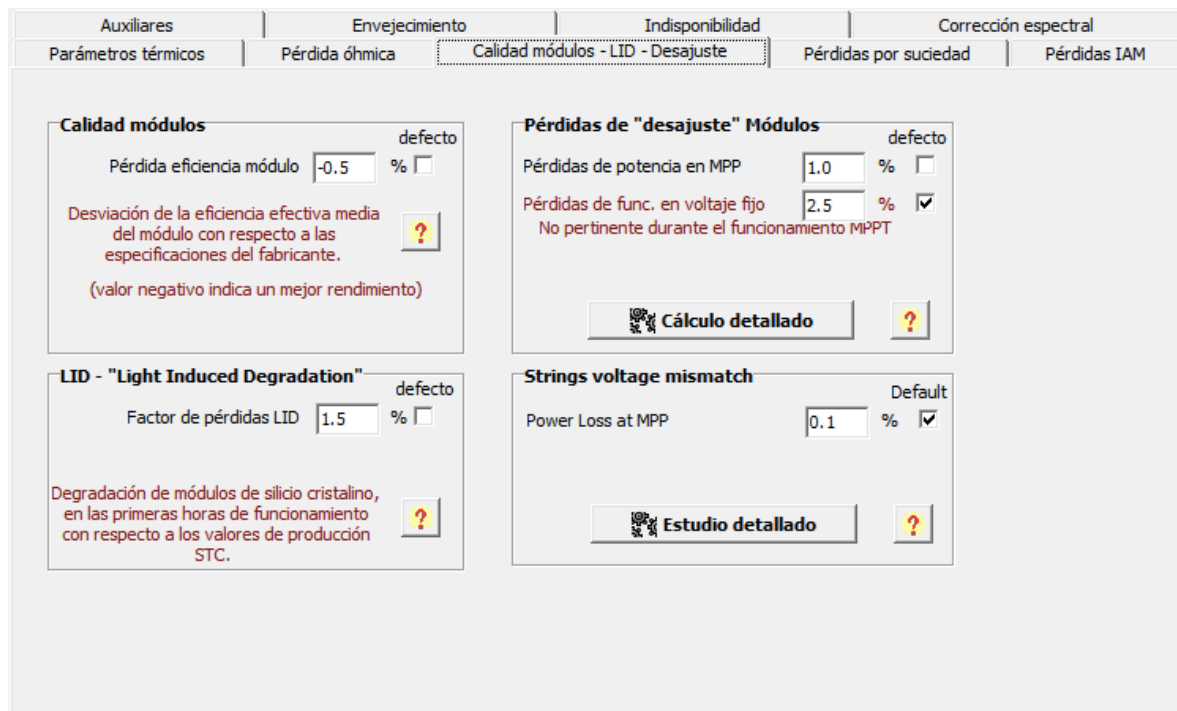


Ilustración 46: Introducción de las pérdidas por calidad de los módulos, LID, y desajustes en PVSystem.

Auxiliares	Envejecimiento	Indisponibilidad	Corrección espectral
Parámetros térmicos	Pérdida óhmica	Calidad módulos - LID - Desajuste	Pérdidas por suciedad
			Pérdidas IAM

Factor de ensuciado anual

Factor de pérdida anual % Default


Definir val. mensuales 

Ilustración 47: Introducción de las pérdidas por suciedad en PVSystem

VII. SIMULACIÓN FINAL

A continuación, se presenta el informe que ofrece PVsyst respecto a la simulación donde se recogen todos los detalles y parámetros que se han establecido en el modelo computacional de la planta. Simula los resultados de la planta tras el primer año de funcionamiento.

PVSYST V6.87		12/08/20	Página 1/6
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación			
Proyecto : cosas			
Sitio geográfico	Casa blanca	País	España
Ubicación	Latitud	39.48° N	Longitud -2.37° W
Tiempo definido como	Hora Legal	Huso horario UT-1	Altitud 765 m
	Albedo	0.20	
Datos meteorológicos:	Casa blanca	Meteonorm 7.2 (1996-2010), Sat=100% (Modified by user) - Sintético	
Variante de simulación : separacion			
	Fecha de simulación	12/08/20 13h07	
	Simulación para la	1.º año de funcionamiento	
Parámetros de la simulación	Tipo de sistema	Seguidores, hilera simple con retroceso	
Plano de seguimiento, eje inclinado	Inclinación eje	0°	Acimut eje 0°
Límites de rotación	Fi mínimo	-60°	Fi máximo 60°
	Tracking algorithm	Astronomic calculation	
Estrategia "Retroceso"	Núm. de helióstatos	70 Conjunto en cobertizos simple	
	Separación helióstatos	12.0 m	Ancho receptor 4.30 m
Banda inactiva	Izquierda	0.02 m	Derecha 0.02 m
Ángulo límite del retroceso	Límites de fi	Factor de ocupación del suelo (GCR) 35.8 %	
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso Perez, Meteonorm
Horizonte	Sin horizonte		
Sombreados cercanos	Sombreado lineal		
Sistema bifacial	Modelo	Unlimited trackers, 2D calculation	
	Separación helióstatos	12.00 m	Ancho helióstatos 4.34 m
	Backtracking limit angle	68.7°	GCR 36.2 %
	Albedo del suelo	30.0 %	Axis height above ground 1.25 m
	Factor de bifacialidad del módulo	75 %	Factor de sombreado trasero 0.7 %
	Transparencia del módulo	0.0 %	Factor de desajuste trasero 5.0 %
Necesidades del usuario :	Carga ilimitada (red)		
Características del conjunto FV			
Módulo FV	Si-mono	Modelo	LR4-72 HBD 415 M Bifacial
Base de datos PVSyst original		Fabricante	Longi Solar
Número de módulos FV	En serie	18 módulos	En paralelo 1339 cadenas
Núm. total de módulos FV	Núm. módulos	24102	Pnom unitaria 415 Wp
Potencia global del conjunto	Nominal (STC)	10002 kWp	En cond. de funciona. 9088 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)	U mpp	651 V	I mpp 13950 A
Superficie total	Superficie módulos	54032 m²	Superficie célula 47826 m²
Inversor		Modelo	FreeSun FS1250 HE/HEC 360V
Base de datos PVSyst original		Fabricante	Power Electronics
Características	Voltaje de funcionam.	565-820 V	Pnom unitaria 1250 kWac
Paquete de inversores	Núm. de inversores	7 unidades	Potencia total 8750 kWac
			Relación Pnom 1.14
Factores de pérdida del conjunto FV			

PVSYST V6.87

12/08/20

Página 2/6

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Suciedad del conjunto		Fracción de pérdidas	2.0 %
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const) 29.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
Pérdida óhmica en el Cableado	Res. global conjunto 0.52 mOhm	Fracción de pérdidas	1.0 % en STC
LID - "Light Induced Degradation"		Fracción de pérdidas	1.5 %
Pérdida Calidad Módulo		Fracción de pérdidas	-0.5 %
Pérdidas de "desajuste" Módulos		Fracción de pérdidas	1.0 % en MPP
Pérdidas de "desajuste" cadenas		Fracción de pérdidas	0.10 %
Deterioro promedio de los módulos	Año núm. 1	Factor de pérdidas	1 %/año
Desajuste debido al deterioro	Dispersión RMS sobre Imp 0.5 %/año	Dispersión RMS sobre Vmp	0.4 %/año
Efecto de incidencia, perfil definido por el usuario (IAM): Perfil personalizado			

0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.754	0.000

Factores de pérdida del sistema

Pérdida CA entre transfo e inversor	Voltaje de Red	20 kV		
	Conductores: 3x150.0 mm²	1649 m	Fracción de pérdidas	0.5 % en STC
Transformador externo	Pérdida fierro (Conexión 24H)	11739 W	Fracción de pérdidas	0.1 % en STC
	Pérdidas Resistivas/Inductivas	695.1 mOhm	Fracción de pérdidas	1.7 % en STC

Pérdidas auxiliares Proporcional a la potencia 5.0 W/kW... del umbral de potencia 0.0 kW

Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano

Proyecto : cosas
Variante de simulación : separacion
Simulación para la 1.º año de funcionamiento

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Seguidores, hilera simple con retroceso	
Sombreados cercanos	Sombreado lineal		
Orientación Campos FV	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje 0°
Módulos FV	Modelo	LR4-72 HBD 415 M Bifacial Pnom	415 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	24102	Pnom total 10002 kWp
Inversor	Modelo	FreeSun FS1250 HE/HEC 360V	1250 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	7.0	Pnom total 8750 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano

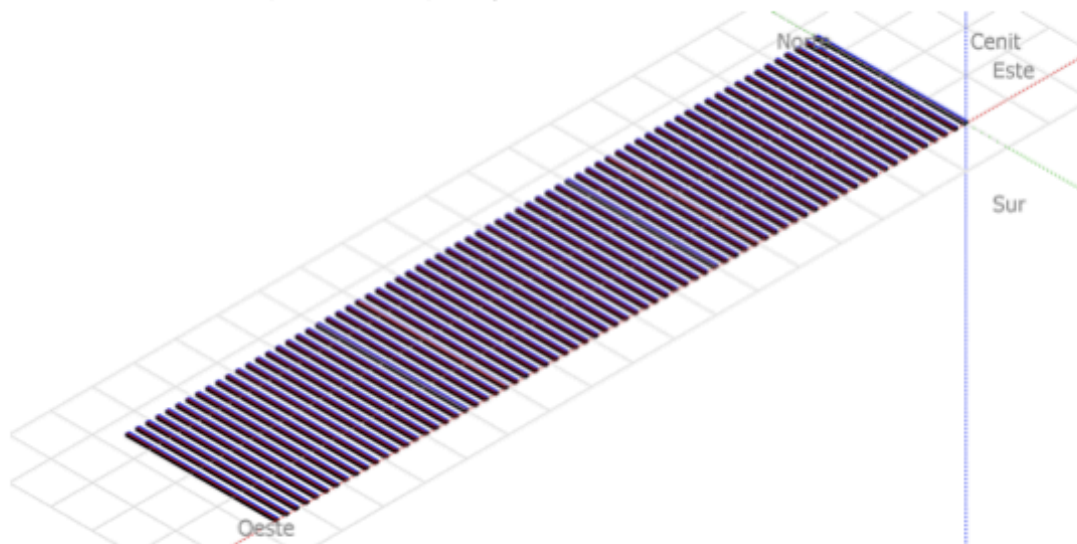
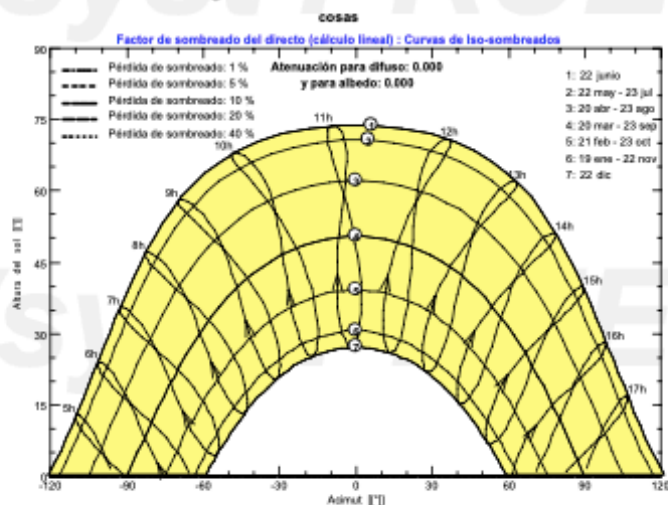
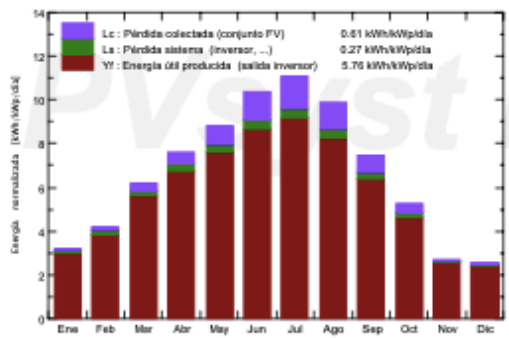
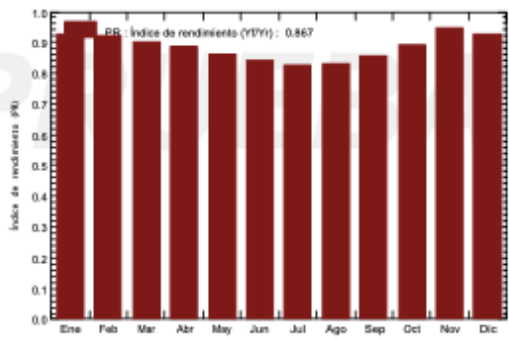


Diagrama de Iso-sombreados



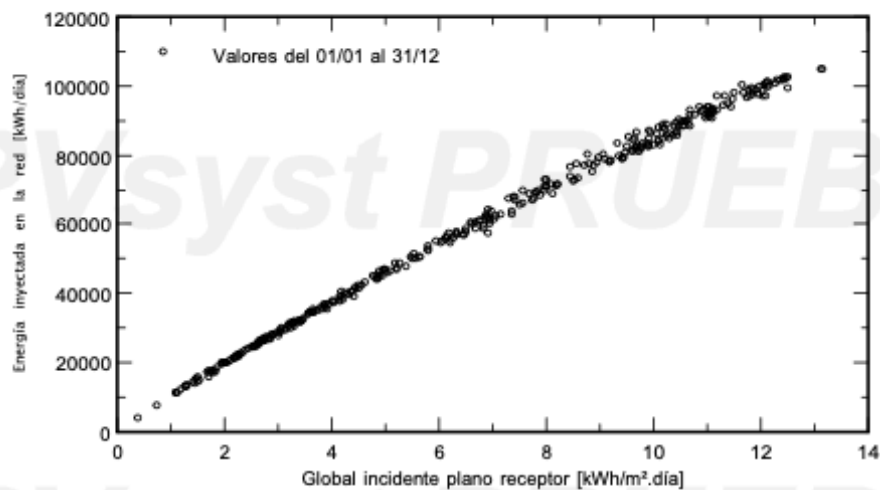
PVSYST V6.87	12/08/20	Página 4/6						
Sistema Conectado a la Red: Resultados principales								
Proyecto : cosas								
Variante de simulación : separacion								
Simulación para la 1.º año de funcionamiento								
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Seguidores, hilera simple con retroceso						
Sombreados cercanos	Sombreado lineal							
Orientación Camposol	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0° Acimut eje 0°						
Módulos FV	Modelo	LR4-72 HBD 415 M Bifacial Pnom 415 Wp						
Conjunto FV	Núm. de módulos	24102 Pnom total 10002 kWp						
Inversor	Modelo	FreeSun FS1250 HE/HEC 360V 1250 kW ac						
Paquete de inversores	Núm. de unidades	7.0 Pnom total 8750 kW ac						
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)							
Resultados principales de la simulación								
Producción del sistema	Energía producida	21022 MWh/año						
	Índice de rendimiento (PR)	86.70 %						
	Producción específica	2102 kWh/kWp/año						
Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 10002 kWp								
								
separacion								
Balances y resultados principales								
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	
Enero	70.5	27.30	5.06	100.3	93.9	972	929	0.926
Febrero	88.6	34.30	6.92	118.1	111.9	1138	1086	0.919
Marzo	139.4	43.20	10.24	192.7	183.7	1818	1735	0.900
Abril	169.8	56.00	12.33	228.7	218.4	2123	2026	0.886
Mayo	208.6	72.90	16.90	274.0	261.5	2470	2357	0.860
Junio	230.7	64.60	22.58	310.5	297.3	2730	2608	0.840
Julio	250.4	47.30	25.94	344.0	331.0	2967	2834	0.824
Agosto	220.7	43.10	24.98	306.8	295.1	2676	2557	0.833
Septiembre	164.0	48.40	19.96	224.6	214.6	2015	1925	0.857
Octubre	118.2	40.20	15.26	162.3	154.2	1511	1445	0.890
Noviembre	76.2	65.90	8.58	81.2	74.0	806	770	0.947
Diciembre	59.8	25.90	5.56	81.0	75.5	786	750	0.926
Año	1796.9	569.09	14.57	2424.1	2311.3	22011	21022	0.867
Legendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados				
	DiffHor	Irradiación difusa horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del conjunto				
	T_Amb	T amb.	E_Grid	Energía inyectada en la red				
	GlobInc	Global incidente plano receptor	PR	Índice de rendimiento				

Sistema Conectado a la Red: Gráficos especiales

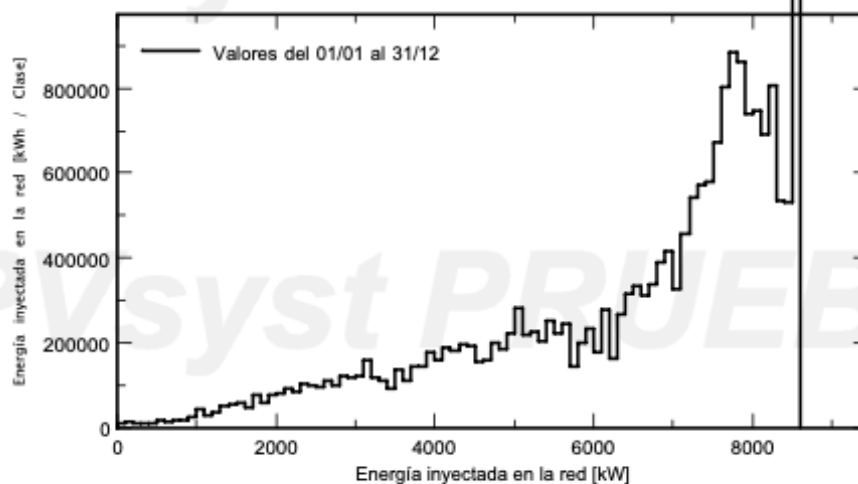
Proyecto : cosas
Variante de simulación : separacion
Simulación para la 1.º año de funcionamiento

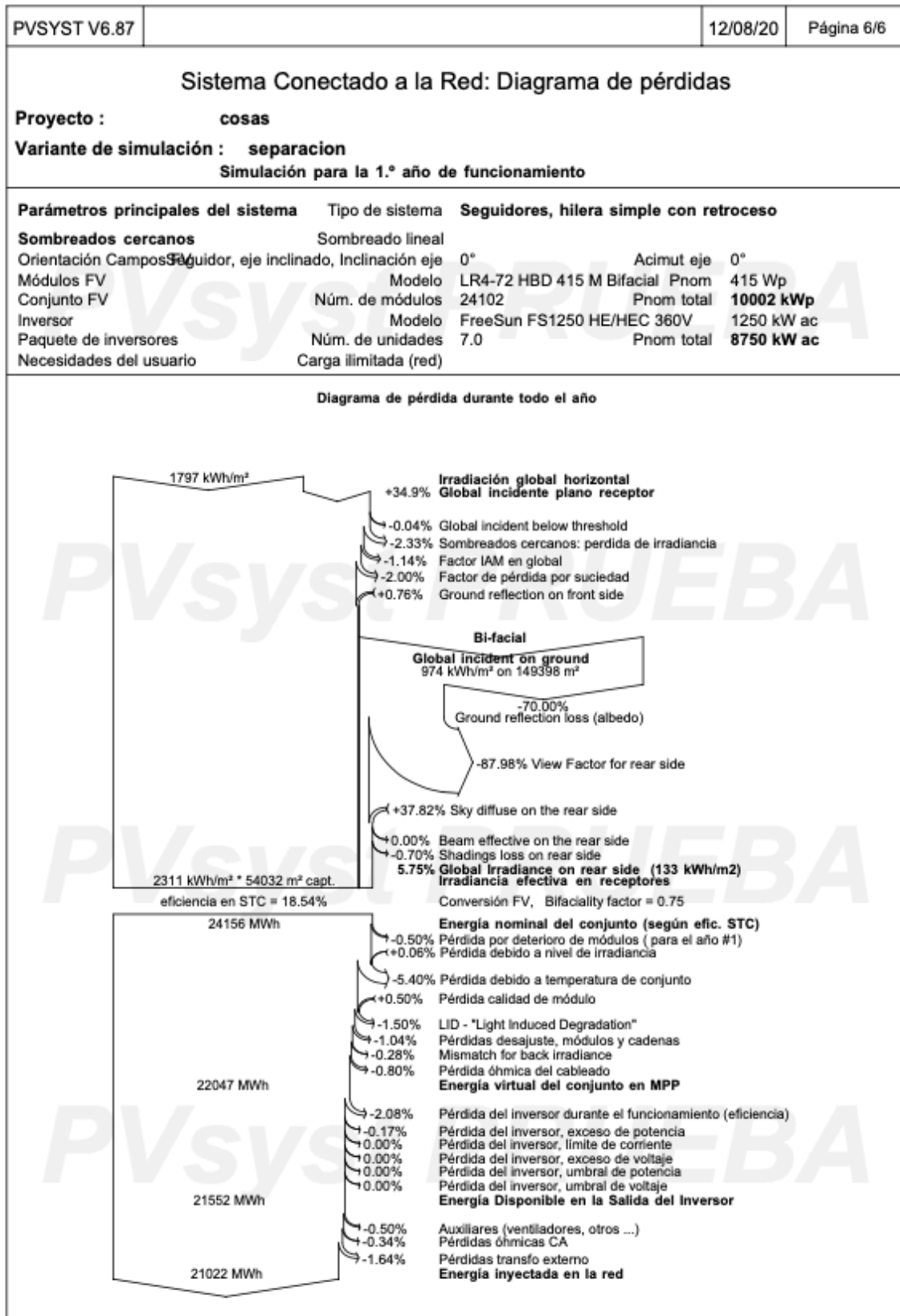
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Seguidores, hilera simple con retroceso	
Sombreados cercanos	Sombreado lineal		
Orientación Campos	Seguidor, eje inclinado, inclinación eje	0°	Acimut eje 0°
Módulos FV	Modelo	LR4-72 HBD 415 M Bifacial Pnom	415 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	24102	Pnom total 10002 kWp
Inversor	Modelo	FreeSun FS1250 HE/HEC 360V	1250 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	7.0	Pnom total 8750 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de la potencia de salida del sistema





Se puede observar el rendimiento y las pérdidas que estima PVSyst recogidas en el diagrama de Sankey , con un PR (índice de rendimiento) de 0,867 que este se ha calculado:

$$PR = \frac{E_{Grid} * G_{cem}}{(Glob_{Eff} + Glob_{rs} * BF) * P_p}$$

Siendo:

- PR :índice de radiación
- Egrid: Energía inyectada en al red
- BF: porcentaje de bifacialidad
- Glob_Eff: global efectivo
- Glob_rs:irradiación global cara posterior

Resultando:

$$PR = \frac{21022000}{(2311,3 + 150 * 0,75) * 10002} = 0,867$$

Las pérdidas que expone el diagrama se recogen en la siguiente tabla :

Tipo de pérdidas	Valor %
Perdida por suciedad del conjunto	2.0
Pérdidas óhmicas del cableado	1.0
LID Light Induced Degradation	1.5
Perdidas por dispersión potencia del módulo	-0.5
Perdidas desajuste módulos MPP	1
Perdidas desajuste cadenas	0.1
Perdidas por envejecimiento	1%/año
Perdidas CA entre transformador e inversor	0.5
Perdidas del hierro del transformador externo	0.1
Perdidas resistivas del transformador externo	1.7
Perdidas operación y mantenimiento	2
Perdidas elementos auxiliares	0.5
Perdidas por temperatura	5.4
Perdidas del inversor	2.5
Perdidas por cableado	0.8
Envejecimiento anual de los paneles	0,45

Tabla 21: Tabla resumen del porcentaje de pérdidas

Se ha mostrado la simulación de la planta durante el primer año, así como todos los elementos que la van a componer.

Pero la finalidad es determinar la producción total de la planta durante toda su vida útil ,que como mínimo debe de ser de 25 años. Así se podrá estudiar la viabilidad y beneficio del proyecto, para ello se han hecho 25 simulaciones con un índice de envejecimiento

acumulativo que representa el desgaste de los equipos. Este índice lo proporciona el fabricante de las placas solares y en este caso en particular lo sitúa en un 0,45%. Como consecuencia se apreciará una disminución en la producción de energía anual, así como bajada en el rendimiento de la instalación. A continuación se muestra la tabla que recoge las 25 iteraciones como consecuencia de haber cambiado el factor de envejecimiento:

Año	Producción MWh/año
1	21002
2	20894,25974
3	20803,5311
4	20709,44214
5	20585,1103
6	20447,33718
7	20289,38114
8	20127,89676
9	19966,69013
10	19805,32704
11	19654,07064
12	19516,59155
13	19401,96263
14	19284,30943
15	19166,63522
16	19065,6156
17	18975,307
18	18876,5976
19	18639,275
20	18467,49964
21	18292,742
22	18105,8242
23	17990,3132
24	17801,2952
25	17494,666

Tabla 22: Simulaciones de la producción de la planta durante 25 años

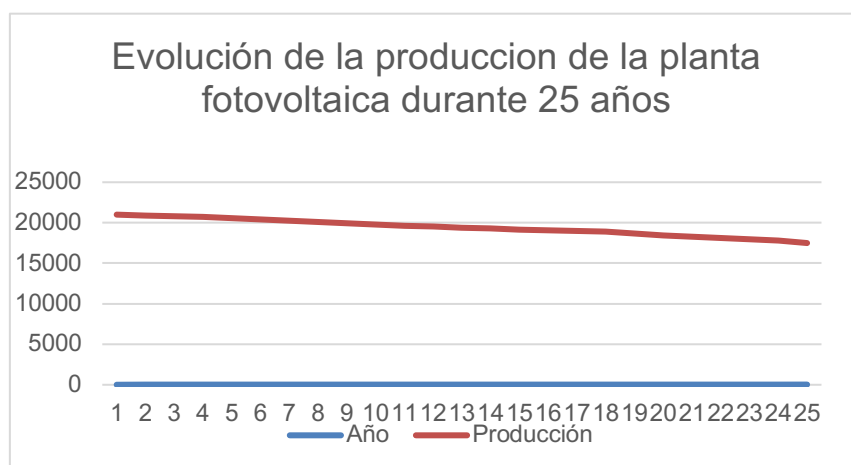


Ilustración 48: Gráfico de la evolución de la producción de la planta

Con una media de energía producida durante los 25 años de 19.414,54 MWh

ÍNDICE

5.	PLIEGO DE CONDICIONES	
I.	NATURALEZA Y OBJETO DEL PLIEGO GENERAL	112
II.	DOCUMENTACIÓN DEL CONTRATO DE OBRA	112
III.	DELIMITACIÓN GENERAL DE FUNCIONES TÉCNICAS	112
III.I.	DIRECCIÓN FACULTATIVA	112
III.II.	COORDINADOR DE SEGURIDAD Y SALUD	113
III.III.	CONTRATISTA	113
III.IV.	SEGURO DE LAS OBRAS	114
IV.	CALIDAD DE LOS MATERIALES	115
IV.I.	OBRA CIVIL	115
IV.II.	APARAMENTA DE ALTA TENSIÓN	116
IV.III.	TRANSFORMADORES	116
V.	NORMAS DE EJECUCIÓN DE LAS INSTALACIONES	117
VI.	PRUEBAS REGLAMENTARIAS	117
VII.	CERTIFICADOS Y DOCUMENTACIÓN	117
VIII.	LIBRO DE ÓRDENES	118

Condiciones de la Instalación Fotovoltaica

IX.	CRITERIOS ECOLÓGICOS	118
X.	INFORMACIÓN DE LAS HOJAS DE DATOS Y PLACAS DE CARACTERÍSTICAS	119
X.I.	INFORMACIÓN DE LA HOJA DE DATOS	119
X.II.	INFORMACIÓN DE LA PLACA DE CARACTERÍSTICAS	120
XI.	SUBSISTEMAS, COMPONENTES E INTERFACES DE LOS SISTEMAS FV DE GENERACIÓN	120
XI.I.	CONTROL PRINCIPAL Y MONITORIZACIÓN (CPM)	120
XI.II.	SUBSISTEMA FOTOVOLTAICO (FV)	121
XI.III.	ACONDICIONADOR CORRIENTE CONTINUA (CC)	122
XI.IV.	INTERFAZ CC/CC	123

XI.V.	ALMACENAMIENTO-----	124
XI.VI.	INVERSOR-----	125
XI.VII.	INTERFAZ CA/CA-----	126
XI.VIII.	INTERFAZ A LA RED-----	128
XII.	ENSAYOS EN MÓDULOS FOTOVOLTAICOS-----	129
XII.I.	ENSAYO ULTRAVIOLETA-----	129
XII.II.	ENSAYO DE CORROSIÓN POR NIEBLA SALINA-----	129
XII.III.	RESISTENCIA DE ENSAYO AL IMPACTO-----	129

Montaje de la Instalación fotovoltaica

XIII.	ESTUDIO Y PLANIFICACIÓN PREVIA-----	130
XIV.	LA ESTRUCTURA SOPORTE-----	132
XIV.I.	MONTAJE SOBRE SUELO-----	133
XV.	ENSAMBLADO DE LOS MÓDULOS-----	137
XV.I.	UBICACIÓN DEL CAMPO FOTOVOLTAICO-----	137
XV.II.	CONEXIONADO Y ENSAMBLADO DE LOS MÓDULOS-----	137
XV.III.	IZADO Y FIJACIÓN DE LOS PANELES A LA ESTRUCTURA-----	138
XVI.	INSTALACIÓN DE LA TOMA DE TIERRA Y PROTECCIONES-----	139
XVII.	MONTAJE DE LA BATERÍA DE ACUMULADORES-----	140
XVIII.	MONTAJE DEL RESTO DE COMPONENTES-----	141

Pruebas Reglamentarias

XIX.	COMPROBACION DE PUESTA A TIERRA-----	141
XX.	RESISTENCIA DE AISLAMIENTO-----	141

5. PLIEGO DE CONDICIONES

General

I. NATURALEZA Y OBJETIVO DEL PLIEGO GENERAL

El presente Pliego de Condiciones Generales del Proyecto tiene por finalidad regular la ejecución de las obras fijando los niveles técnicos y de calidad exigibles, precisando las intervenciones que corresponden y con arreglo a la legislación aplicable, al Promotor o dueño de la obra, al Contratista o constructor de la misma, sus técnicos y encargados, al Proyectista y Dirección Facultativa, así como las relaciones entre todos ellos y sus correspondientes obligaciones en orden al cumplimiento del contrato de obra.

II. DOCUMENTACIÓN DEL CONTRATO DE OBRA.

Integran el contrato los siguientes documentos relacionados por orden de prelación en cuanto al valor de sus especificaciones en caso de omisión o aparente contradicción:

- 1.º-Las condiciones fijadas en el propio documento de contrato de empresa o arrendamiento de obra, si existiera.
- 2.º-Memoria, planos, mediciones y presupuesto.
- 3.º-El presente Pliego de Condiciones Generales.

Las órdenes e instrucciones de la Dirección facultativa de las obras se incorporan al Proyecto como interpretación, complemento o precisión de sus determinaciones.

III. DELIMITACIÓN GENERAL DE FUNCIONES TÉCNICAS.

III.1. DIRECCIÓN FACULTATIVA.

Corresponde a la Dirección Facultativa:

- a) Comprobar la adecuación de la cimentación proyectada a las características reales del suelo.
- b) Redactar los complementos o rectificaciones del proyecto que se precisen.
- c) Asistir a las obras, cuantas veces lo requiera su naturaleza y complejidad, a fin de resolver las contingencias que se produzcan e impartir las instrucciones complementarias que sean precisas para conseguir la correcta solución arquitectónica.

-
- d) Coordinar la intervención en obra de otros técnicos que, en su caso, concurran a la dirección con función propia en aspectos parciales de su especialidad.
 - e) Aprobar las certificaciones parciales de obra, la liquidación final y asesorar al promotor en el acto de la recepción.
 - f) Preparar la documentación final de la obra y expedir y suscribir el certificado final de la misma.

III.II. COORDINADOR DE SEGURIDAD Y SALUD.

Corresponde al Coordinador de seguridad y salud:

- a) Aprobar antes del comienzo de la obra, el Plan de Seguridad y Salud redactado por el constructor.
- b) Tomar las decisiones técnicas y de organización con el fin de planificar los distintos trabajos o fases de trabajo que vayan a desarrollarse simultánea o sucesivamente.
- c) Coordinar las actividades de la obra para garantizar que los contratistas, los subcontratistas y los trabajadores autónomos apliquen de manera coherente y responsable los principios de acción preventiva.
- d) Contratar las instalaciones provisionales, los sistemas de seguridad y salud, y la aplicación correcta de los métodos de trabajo.
- e) Adoptar las medidas necesarias para que sólo las personas autorizadas puedan acceder a las obras.

III.III. CONTRATISTA.

Corresponde al Constructor o Contratista:

- a) Organizar los trabajos de construcción, redactando los planes de obra que se precisen y proyectando o autorizando las instalaciones provisionales y medios auxiliares de la obra.
- b) Elaborar, antes del comienzo de las obras, el Plan de Seguridad y Salud de la obra en aplicación del estudio correspondiente, y disponer, en todo caso, la ejecución de las medidas preventivas, velando por su cumplimiento y por la observancia de la normativa vigente en materia de seguridad e higiene en el trabajo.
- c) Suscribir con la Dirección Facultativa, el acta de replanteo de la obra.
- d) Ostentar la Jefatura de todo el personal que intervenga en la obra y coordinar las

intervenciones de los subcontratistas y trabajadores autónomos.

- e) Asegurar la idoneidad de todos y cada uno de los materiales y elementos constructivos que se utilicen, comprobando los preparados en obra y rechazando, por iniciativa propia o por prescripción de la DF, los suministros o prefabricados que no cuenten con las garantías o documentos de idoneidad requeridos por las normas de aplicación.
- f) Llevar a cabo la ejecución material de las obras de acuerdo con el proyecto, las normas técnicas de obligado cumplimiento y las reglas de la buena construcción.
- g) Custodiar el Libro de órdenes y seguimiento de la obra, y dar el enterado a las anotaciones que se practiquen en el mismo.
- h) Facilitar a la DF, con antelación suficiente, los materiales precisos para el cumplimiento de su cometido.
- i) Preparar las certificaciones parciales de obra y la propuesta de liquidación final.
- j) Suscribir con el Promotor el acta de recepción de la obra.
- k) Concertar los seguros de accidentes de trabajo y de daños a terceros durante la obra.

III.IV. SEGURO DE LAS OBRAS.

El Contratista estará obligado a asegurar la obra contratada durante todo el tiempo que dure su ejecución hasta la recepción definitiva; la cuantía del seguro coincidirá en cada momento con el valor que tengan por contrata los objetos asegurados

Condiciones técnicas para la obra civil y montaje del centro de transformación.

IV.CALIDAD DE LOS MATERIALES

IV.I. APARAMENTA DE ALTA TENSIÓN.

La aparamenta de A.T. estará constituida por conjuntos compactos serie RM6 de Merlin Gerin, equipados con dicha aparamenta, bajo envolvente única metálica, para una tensión admisible de 24 kV, acorde a las siguientes normativas:

- UNE 20-090, 20-135.
- UNE-EN 60265-1, 60129.
- CEI 60298, 60420, 60265, 60129.
- UNESA Recomendación 6407 A.

*** CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS.**

Los conjuntos compactos deberán tener una envolvente única con dieléctrico de hexafluoruro de azufre. Toda la aparamenta estará agrupada en el interior de una cuba metálica estanca rellena de hexafluoruro de azufre con una sobrepresión de 0'1 bar sobre la presión atmosférica, sellada de por vida y acorde a la norma CEI 56-4-17, clase III.

En la parte posterior se dispondrá de una membrana que asegure la evacuación de las eventuales sobrepresiones que se puedan producir, sin daño ni para el operario ni para las instalaciones.

El dispositivo de control de aislamiento de los cables será accesible, fase por fase, después de la puesta a tierra y sin necesidad de desconectar los cables. La seguridad de explotación será completada por los dispositivos de enclavamiento por candado existentes en cada uno de los ejes de accionamiento.

En caso de avería en un elemento mecánico se deberá poder retirar el conjunto de mandos averiado y ser sustituido por otro en breve tiempo, y sin necesidad de efectuar trabajos sobre el elemento activo del interruptor, así como realizar la motorización de las funciones de entrada/salida con el centro en servicio.

*** CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS.**

- Tensión nominal 24 kV.
- Nivel de aislamiento:
 - a) a la frecuencia industrial de 50 Hz 50 kV ef. 1 min.
 - b) a impulsos tipo rayo 125 kV cresta.

-
- Intensidad nominal funciones línea 400 A.
 - Intensidad nominal otras funciones 200 A.
 - Intensidad de corta duración admisible 16 kA ef. 1s.

*** INTERRUPTORES.**

El interruptor y el seccionador de puesta a tierra deberá ser un único aparato de tres posiciones (abierto, cerrado y puesto a tierra), a fin de asegurar la imposibilidad de cierre simultáneo del interruptor y el seccionador de puesta a tierra. La apertura y cierre de los polos será simultánea, debiendo ser la tolerancia de cierre inferior a 10 ms.

Los contactos móviles de puesta a tierra serán visibles a través de visores, cuando el aparato ocupe la posición de puesto a tierra. El interruptor deberá ser capaz de soportar al 100% de su intensidad nominal más de 100 maniobras de cierre y apertura, correspondiendo a la categoría B según la norma CEI 60265.

En servicio, se deberán cumplir las exigencias siguientes:

- Poder de cierre nominal sobre cortocircuito: 40 kA cresta.
- Poder de corte nominal sobre transformador en vacío: 16 A.
- Poder de corte nominal de cables en vacío: 30 A.
- Poder de corte (sea por interruptor-fusibles o por interruptor automático): 16 kA.

*** CORTACIRCUITOS-FUSIBLES.**

En el caso de utilizar protección ruptofusibles, se utilizarán fusibles del modelo y calibre indicados en el capítulo de Cálculos de esta memoria. Los fusibles cumplirán la norma DIN 43-625 y la R.U. 6.407-A y se instarán en tres compartimentos individuales, estancos y metalizados, con dispositivo de puesta a tierra por su parte superior e inferior.

IV.III. TRANSFORMADORES.

El transformador a instalar será trifásico, con neutro accesible en B.T., refrigeración natural, en baño de aceite, con regulación de tensión primaria mediante conmutador accionable estando el transformador desconectado, servicio continuo y demás características detalladas en la memoria.

V. NORMAS DE EJECUCIÓN DE LAS INSTALACIONES

Todas las normas de construcción e instalación del centro se ajustarán, en todo caso, a los planos, mediciones y calidades que se expresan, así como a las directrices que la Dirección Facultativa estime oportunas.

Además del cumplimiento de lo expuesto, las instalaciones se ajustarán a las normativas que le pudieran afectar, emanadas por organismos oficiales y en particular las de Iberdrola distribución.

El acopio de materiales se hará de forma que estos no sufran alteraciones durante su depósito en la obra, debiendo retirar y reemplazar todos los que hubieran sufrido alguna descomposición o defecto durante su estancia, manipulación o colocación en la obra.

VI. PRUEBAS REGLAMENTARIAS

La aparamenta eléctrica que compone la instalación deberá ser sometida a los diferentes ensayos de tipo y de serie que contemplen las normas UNE o recomendaciones UNESA conforme a las cuales esté fabricada.

Asimismo, una vez ejecutada la instalación, se procederá, por parte de entidad acreditada por los organismos públicos competentes al efecto, a la medición reglamentaria de los siguientes valores:

- Resistencia de aislamiento de la instalación.
- Resistencia del sistema de puesta a tierra.
- Tensiones de paso y de contacto.

VII. CERTIFICADO Y DOCUMENTACIÓN

Se aportará, para la tramitación de este proyecto ante los organismos públicos, la documentación siguiente:

- Autorización Administrativa.
- Proyecto, suscrito por técnico competente.
- Certificado de tensiones de paso y contacto, por parte de empresa homologada.
- Certificado de Dirección de Obra.
- Contrato de mantenimiento.
- Escrito de conformidad por parte de la Compañía Eléctrica suministradora.

VIII. LIBRO DE ORDENES

Se dispondrá en este centro del correspondiente libro de órdenes en el que se harán constar las incidencias surgidas en el transcurso de su ejecución y explotación.

Condiciones de la Instalación fotovoltaica

Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad. Se deberá tener particular precaución en la protección de equipos y materiales que pueden estar expuestos a agentes exteriores especialmente agresivos producidos por procesos industriales cercanos.

Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación, como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos, así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.

Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de c.c. reales, referidas a las condiciones estándar, deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 10\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.

IX. CRITERIOS ECOLÓGICOS

El producto llevará el marcado CE de acuerdo con las Directivas 73/23/EC; 93/68/EC y 89/336/CEE según sea aplicable, cumpliendo además los siguientes requisitos:

Criterios ecológicos

- Fomento del reciclado: Utilización preferente de vidrio y aluminio reciclados
- Control de gases especiales: Control adecuado de las emisiones de F, Cl y COV y de la manipulación de gases especiales.
- Compuestos halogenados: Prohibidos.
- Devolución del producto en componentes: Aceptación y tratamiento adecuado de los productos con Marca AENOR usados devueltos.

- Envase: Ley 11/1997.

Requisitos de aptitud para el empleo:

- Mercado CE: Conforme.
- Norma UNE-EN 61215: Conforme.

X. INFORMACION DE LAS HOJAS DE DATOS Y PLACAS DE CARACTERÍSTICAS

X.I. INFORMACIÓN DE LA HOJA DE DATOS.

Certificados

Todos los certificados relevantes deberán listarse en la hoja de datos

Material constructivo

Descripción de los materiales utilizados en la construcción de los siguientes componentes:

- Tipo de célula.
- Marco.
- Cubierta frontal.

Funcionamiento eléctrico

Se indicarán los valores característicos siguientes en las STC (1000 W/m², 25 ±2 °C, AM 1,5):

- Potencia eléctrica máxima (P_{max}).
- Corriente de cortocircuito (I_{sc}).
- Tensión en circuito abierto (V_{oc}).
- Tensión en el punto de máxima potencia (V_{mpp}).

Características generales

Se especificará la información sobre la caja de conexiones, tal como dimensiones, grado de protección IP, técnica para el conexionado eléctrico (por ejemplo, mediante conector o mediante cableado):

- Dimensiones externas (longitud, anchura) del módulo fotovoltaico.
- Espesor total del módulo fotovoltaico.
- Peso.

Características térmicas

Se requiere el valor de la NOCT.

Se requieren los valores de los coeficientes de temperatura.

Valores característicos para la integración de sistemas

Se requieren:

- Tensión de circuito abierto de diseño, tensión máxima permisible en el sistema y clasificación de protección.

- Corriente inversa límite.

Clasificación de potencia y tolerancias de producción

Se precisarán las tolerancias de producción superior e inferior para una potencia máxima dada.

X.II. INFORMACIÓN DE LA PLACA DE CARACTERÍSTICAS.

- Nombre y símbolo de origen del fabricante o suministrador.
- Designación de tipo.
- Clasificación de protección.
- Máxima tensión permitida en el sistema.
- $P_{\max} \pm$ tolerancias de producción, I_{sc} , V_{oc} y V_{mpp} (todos los valores en las STC).

XI. SUBSISTEMAS, COMPONENTES E INTERFACES DE LOS SISTEMAS FV DE GENERACIÓN

XI.I. CONTROL PRINCIPAL Y MONITORIZACIÓN (CPM).

Este subsistema supervisa la operación global del sistema de generación FV y la interacción entre todos los subsistemas. También podrá interactuar con las cargas.

El CPM debería asegurar la operación del sistema en modo automático o manual.

La función de monitorización del subsistema CPM puede incluir detección y adquisición de señales de datos, procesado, registro, transmisión y presentación de datos del sistema según se demande. Esta función puede monitorizar:

- Campo fotovoltaico (FV).
- Acondicionador CC.
- Interfaz de carga CC/CC.
- Subsistema de almacenamiento.
- Interfaz CA/CA.
- Carga.
- Inversor.
- Fuentes auxiliares, etc.

-
- Interfaz a la red.
 - Condiciones ambientales.

Las funciones del subsistema de control pueden incluir, pero no están limitadas a:

- Control de almacenamiento.
- Seguimiento solar.
- Arranque del sistema.
- Control de transmisión de potencia CC.
- Arranque y control del inversor de carga (CA).
- Seguridad.
- Protección contra incendios.
- Arranque y control de fuentes auxiliares.
- Control de la interfaz a la red.
- Arranque y control de funciones de apoyo.

En cualquier diseño particular de sistemas de generación FV, alguno de los subsistemas mostrados podría estar ausente y alguno de los componentes de un subsistema podría estar presente de una o varias formas.

XI.II. SUBSISTEMA FOTOVOLTAICO (FV).

Consiste en un conjunto de componentes integrados mecánica y eléctricamente que forman una unidad que puede producir potencia en corriente continua (CC) directamente, a partir de la radiación solar.

El subsistema FV puede incluir, pero no está limitado a:

- Módulos.
- Subcampos de módulos.
- Campos fotovoltaicos.
- Interconexiones eléctricas.
- Cimentación.
- Estructuras soporte.
- Dispositivos de protección.
- Puesta a tierra

XI.III. ACONDICIONADOR CORRIENTE CONTINUA (CC).

El acondicionador cc suministra protección para los componentes eléctricos de CC y convierte la tensión del subsistema FV en una instalación de cc utilizable. Generalmente incluye todas las funciones auxiliares (tales como fuentes internas de alimentación, amplificadores de error, dispositivos de autoprotección, etc) requeridas para su correcta operación.

El acondicionador cc puede estar formado por uno o más, pero no únicamente, de los elementos siguientes:

- Fusible.
- Interruptor.
- Diodo de bloqueo.
- Equipo de protección (unidad de carga, aislamiento).
- Regulador de tensión.
- Seguidor del punto de máxima potencia.

Deberán especificarse los siguientes parámetros:

- Condiciones de entrada.
- Tensión e intensidad nominales.
- Rangos de tensión e intensidad.
- Variaciones dinámicas.
- Condiciones de salida.
- Tensión e intensidad.
- Tolerancia en la tensión de salida.
- Limitación de intensidad.
- Características de las cargas.

Otras consideraciones:

- Rendimiento del acondicionador CC.
- Interacción con el control principal.
- Condiciones ambientales.
- Características mecánicas generales.
- Requisitos de seguridad.
- Interferencias de radiofrecuencia.

XI.IV. INTERFAZ CC/CC.

Incluye las funciones necesarias para adaptar la tensión CC del sistema FV de generación a la carga CC. También puede conectarse a una fuente de potencia auxiliar CC.

La interfaz cc/cc puede incluir, sin excluir otros elementos, uno o más de los siguientes componentes:

- Interruptores automáticos y fusibles.
- Convertidor de tensión CC/CC.
- Conexión de fuente CA auxiliar de potencia.
- Dispositivos de filtrado.
- Dispositivos de protección tales como:
 - Puesta a tierra.
 - Protección contra rayos.
 - Regulador de tensión.
 - Aislamiento eléctrico entrada-salida.

Deberán especificarse los siguientes parámetros:

- Condiciones de entrada.
- Tensión e intensidad nominales.
- Rangos de tensión e intensidad.
- Variaciones dinámicas.
- Condiciones de salida.
- Tensión e intensidad.
- Tolerancia en la tensión de salida.
- Limitación de intensidad.
- Características de las cargas.
- Rendimiento de la interfaz.

Otras consideraciones:

- Interacción con el control principal.
- Condiciones ambientales.
- Características mecánicas generales.
- Requisitos de seguridad.
- Interferencias de radiofrecuencia.

XI.V. ALMACENAMIENTO.

El subsistema de almacenamiento suministra el medio para reservar la energía eléctrica para uso posterior bajo demanda. El subsistema puede incluir también dispositivos de control de entrada-salida tales como regulación de carga, protección de sub/sobretensión, limitador de corriente de salida, instrumentación, etc.

Equipo de protección:

- Protección de la unidad.
- Protección de la carga.
- Protección de sub/sobretensión y sub/sobreintensidad.
- Protección del personal.
- Protección del medioambiente.

Las características del subsistema de almacenamiento pueden incluir, entre otros, lo siguiente:

- Tipo de almacenamiento.
- Capacidad de almacenamiento.
- Máxima profundidad de descarga.
- Condiciones medioambientales.
- Ciclos de vida.
- Pérdidas internas de energía (en función del tiempo).
- Energía específica (relación entre energía almacenable y el peso del elemento de almacenamiento).
- Dependencia con la temperatura.

Deberán especificarse los siguientes parámetros:

- Condiciones de entrada.
- Tensión y rango de tensión nominales.
- Intensidad de carga máxima.
- Condiciones de salida.
- Rango de tensión.
- Intensidad de descarga máxima.
- Rendimiento energético y culómbico.

XI.VI. INVERSOR.

El inversor convierte el acondicionador cc y/o salida de la batería de almacenamiento en potencia útil de CA (corriente alterna). Puede incluir control de tensión, fuentes de alimentación internas, amplificadores de error, dispositivos de autoprotección, etc.

Equipo de protección:

- Protección de la unidad.
- Protección de la carga.
- Aislamiento entre entrada y salida.
- Protecciones de sobretensión y sobreintensidad.

El inversor puede controlar uno o más, pero no está limitado a, los parámetros siguientes:

- Frecuencia.
- Nivel de tensión.
- Encendido y apagado.
- Sincronización.
- Potencia reactiva.
- Forma de la onda de salida.

Aunque el inversor puede especificarse y ensayarse independientemente del sistema de generación FV, las características técnicas dependen de los requisitos del sistema en el que se instale la unidad. Por ejemplo, los parámetros pueden ser distintos en un sistema autónomo y un sistema conectado a red.

Deberán especificarse los siguientes parámetros:

- Condiciones de entrada.
- Tensión e intensidad nominales.
- Rangos de tensión e intensidad.
- Variaciones dinámicas de tensión de entrada.
- Condiciones de salida.
- Número de fases.
- Tensión e intensidad.
- Distorsión armónica y frecuencia de salida.

-
- Tolerancias de tensión y de frecuencia.
 - Limitación de intensidad.
 - Características de las cargas.
 - Factor de potencia.
 - Rendimiento del inversor.

Otras consideraciones:

- Pérdidas sin carga.
 - Interacción con el control principal.
 - Condiciones ambientales.
 - Condiciones mecánicas generales.
 - Condiciones de seguridad.
 - Interferencias de radiofrecuencia.
 - Instrumentación.
 - Generación de ruido acústico.

XI.VII. INTERFAZ CA/CA.

Incluye las funciones necesarias para convertir la tensión CA del sistema de generación FV a una carga CA. También puede conectarse a una fuente auxiliar de CA.

Un subsistema CA/CA puede incluir uno o más (entre otros) de los elementos siguientes:

- Interruptores automáticos y fusibles.
- Convertidor de tensión CA/CA.
- Conexión de fuente CA auxiliar.
- Dispositivos de filtrado.
- Dispositivos de protección tales como:
 - Puesta a tierra.
 - Dispositivo de protección contra el rayo (pararrayos).
- Reguladores.
- Seguridad.
- Aislamiento entre entrada y salida.

Deberán especificarse los siguientes parámetros:

-
- Condiciones de entrada.
 - Número de fases.
 - Tensión (es) e intensidad (es) nominal (es).
 - Rangos de tensión e intensidad.
 - Frecuencia.
 - Rango de frecuencia.
 - Factor de potencia.
 - Variaciones dinámicas.
 - Condiciones de salida.
 - Número de fases.
 - Rangos de tensión e intensidad.
 - Frecuencia y distorsión armónica.
 - Tolerancia de tensión y frecuencia.
 - Limitación de intensidad.
 - Características de las cargas.
 - Factor de potencia.
 - Equilibrio de fases.
- Otras consideraciones:
- Interacción con el control principal.
 - Condiciones ambientales.
 - Características mecánicas generales.
 - Requisitos de seguridad.
 - Rendimiento de la interfaz.
 - Interferencias de radiofrecuencia.
 - Instrumentación.

XI.VIII. INTERFAZ A LA RED.

Conecta eléctricamente la salida del inversor CC/CA y la red de distribución eléctrica. Posibilita al sistema de generación FV operar en paralelo con la red para así entregar o recibir energía eléctrica a o desde la red.

La interfaz a la red puede consistir, entre otros, de los elementos siguientes:

- Interruptores automáticos y fusibles.
- Convertidores de tensión CA/CA.
- Dispositivos de filtrado.
- Dispositivos de protección tales como:
 - Puesta a tierra.
 - Pararrayos.
 - Reguladores de tensión.
 - Relés.
 - Transformador de aislamiento.
 - Sistemas de acoplo y desacoplo.

Deberán especificarse los siguientes parámetros:

- Condiciones de entrada.
 - Número de fases.
 - Intensidad (es) y tensión (es) nominal (es).
 - Rangos de tensión e intensidad.
 - Frecuencia.
 - Rango de frecuencia.
 - Factor de potencia.
 - Variaciones dinámicas.
- Condiciones de salida.
 - Número de fases.
 - Rangos de tensión e intensidad.
 - Frecuencia y distorsión armónica.
 - Tolerancia de tensión y frecuencia.
 - Limitación de intensidad.
 - Características de las cargas.

- Factor de potencia.
- Equilibrio de fases.

Otras consideraciones:

- Interacción con el control principal.
- Condiciones ambientales.
- Características mecánicas generales.
- Requisitos de seguridad.
- Rendimiento de la interfaz.
- Interferencias de radiofrecuencia.
- Instrumentación.

XII. ENSAYOS EN MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

XII.I. ENSAYO ULTRAVIOLETA.

El ensayo mediante el cual se determina la resistencia del módulo cuando se expone a radiación ultravioleta (UV) se realizará según UNE-EN 61435:1999.

Ese ensayo será útil para evaluar la resistencia a la radiación UV de materiales tales como polímeros y capas protectoras.

El objeto de este ensayo es determinar la capacidad del módulo de resistir la exposición a la radiación ultravioleta (UV) entre 280 nm y 400 nm. Antes de realizar este ensayo se realizará el ensayo de envejecimiento por luz u otro ensayo de pre- acondicionamiento conforme a CEI 61215 o CEI 61646.

XII.II. ENSAYO DE CORROSIÓN POR NIEBLA SALINA.

El ensayo mediante el cual se determina la resistencia del módulo FV a la corrosión por niebla salina se realizará según UNE-EN 61701:2000.

Este ensayo será útil para evaluar la compatibilidad de materiales, y la calidad y uniformidad de los recubrimientos protectores.

XII.III. RESISTENCIA DE ENSAYO AL IMPACTO.

La susceptibilidad de un módulo a sufrir daños por un impacto accidental se realizará según UNE-EN 61721:2000.

Montaje de la Instalación fotovoltaica.

XIII. ESTUDIO Y PLANIFICACIÓN PREVIA

Para llevar a cabo un buen montaje será necesario subdividir esta fase en tres etapas principales:

- Diseño.
- Planificación.
- Realización.

El diseño del montaje es una tarea que deberá abordarse en la propia fase de diseño general de la instalación, no limitándose ésta al cálculo y dimensionado. En esta etapa deberá quedar completamente definido el conjunto de la instalación, contando siempre con el usuario o propietario de la misma, ya que será entonces cuando deberá tener lugar el planteamiento, el debate y toma de decisiones sobre aspectos prácticos como el control, la monitorización y el mantenimiento, los requisitos estéticos, el impacto visual, los riesgos de robo y actos vandálicos, etc.

Se realizará una instalación, en la medida de lo posible, integrada arquitectónicamente con el entorno.

Se tomarán las debidas precauciones y medidas de seguridad con el fin de evitar los actos vandálicos y el robo de los diferentes elementos de la instalación, en especial del sistema de generación. Si no resulta posible ubicar los paneles en lugares inaccesibles o de muy difícil acceso, a veces no quedará más remedio que diseñar el montaje de los mismos de forma que sea prácticamente imposible desmontarlos sin romperlos y, por lo tanto, hacerlos inservibles.

Entre las posibles medidas extremas que se podrán tomar, pueden citarse:

- Rodear los paneles con un marco o perfil angular de acero.
- Pegar los módulos al marco o perfiles de la estructura con una soldadura química (fría).
- Elevar artificialmente la altura de la estructura soporte.
- Efectuar soldaduras en puntos "estratégicos" como, por ejemplo, alrededor de las tuercas de sujeción, haciendo imposible su manipulación con herramientas comunes.

En cualquier caso, el recinto ocupado por la instalación fotovoltaica, cuando ésta no quede integrada en una edificación o dentro de los límites de una propiedad con acceso

restringido, deberá delimitarse por barreras físicas que aunque no puedan evitar la presencia de personas ajenas, sí la dificulten, y sirvan para demarcar los límites de la propiedad privada (además de los de seguridad).

En cuanto a la planificación del montaje, el propósito principal de esta etapa será minimizar los posibles imprevistos que puedan surgir y asegurar, en la medida de los posibles, el cumplimiento de plazos y presupuestos.

Será muy recomendable definir de antemano el momento, la secuencia y los tiempos previstos de operaciones, la gestión del personal montador, la gestión del material y de los recursos.

El instalador deberá considerar durante la planificación cómo y qué medida afectará el montaje de la instalación fotovoltaica a las personas ajenas a la misma, a su trabajo y a sus actividades. En este sentido, se deberá informar con la suficiente antelación sobre las operaciones que conlleven cortes de luz, ruido, polvo, obstrucción y/o ocupación de vías de paso (acceso de vehículos, pasillos, etc), utilización de espacios (habitaciones, despachos, etc), necesidad de presencia del propietario, etc.

Por último, la etapa de realización requerirá la utilización de planos, esquemas, manuales de instalación, instrucciones, etc, que especifiquen y faciliten las tareas de montaje. El objetivo de ello será doble: llevar a cabo las operaciones de forma correcta y eficiente, y evitar disconformidades por parte del propietario.

XIV. LA ESTRUCTURA SOPORTE

Aunque en determinadas ocasiones es posible el montaje de paneles fotovoltaicos aprovechando un elemento arquitectónico existente, o incluso sustituyéndolo, en la generalidad de los casos dicha estructura se hará indispensable, ya que cumple un triple cometido:

- Actuar de armazón para conferir rigidez al conjunto de módulos, configurando la disposición y geometría del panel que sean adecuados en cada caso.
- Asegurar la correcta inclinación y orientación de los paneles, que serán en general distintas según el tipo de aplicación y la localización geográfica.
- Servir de elemento intermedio para la unión de los paneles y el suelo o elemento constructivo (tejado, pared, etc), que deberá soportar el peso y las fuerzas transmitidas por aquéllos, asegurando un anclaje firme y una estabilidad perfecta y permanente.

La estructura soporte de los paneles será un elemento auxiliar, por lo general metálico (acero galvanizado, aluminio o acero inoxidable). Se considerarán en todo caso las exigencias constructivas y estructurales del CTE, con el fin de garantizar la seguridad de la instalación.

Además del peso de los módulos y de la propia estructura, ésta se verá sometida a la sobrecarga producida por el viento, el cual producirá sobre los paneles una presión dinámica que puede ser muy grande. De ahí la importancia de asegurar perfectamente la robustez, no solamente de la propia estructura, sino también y muy especialmente, del anclaje de la misma.

Además de las fuerzas producidas por el viento, habrá que considerar otras posibles cargas como la de la nieve sobre los paneles.

En base a conseguir una minimización de los costes de instalación sin pérdida de calidad, en el diseño de las estructuras se debería tender a:

- Desarrollar kits de montaje universales.
- Minimizar el número total de piezas necesarias.
- Prever un sistema de ensamblaje sencillo para reducir los costes de mano de obra.
- Utilizar, en lo posible, partes pre-ensambladas en taller o fábrica.
- Asegurar la máxima protección a los paneles contra el robo o vandalismo.

Preferentemente se realizarán estructuras de acero galvanizado, debiendo poseer un espesor de galvanizado de 120 micras o más, recomendándose incluso 200 micras. Dicho proceso de galvanizado en caliente consistirá en la inmersión de todos los perfiles y piezas que componen la estructura en un baño de zinc fundido. De esta forma, el zinc recubrirá perfectamente todas las hendiduras, bordes, ángulos, soldaduras, etc, penetrando en los pequeños resquicios y orificios del material que, en caso de usar otro método de recubrimiento superficial, quedarían desprotegidos y se convertirían en focos de corrosión.

Toda la tornillería utilizada será de acero inoxidable. Adicionalmente, y para prever los posibles efectos de los pares galvánicos entre paneles y estructura, sobre todo en ambientes fuertemente salinos, conviene instalar unos inhibidores de corrosión galvánica, para evitar la corrosión por par galvánico.

En el diseño de la estructura se deberá tener en cuenta la posibilidad de dilataciones y constricciones, evitando utilizar perfiles de excesiva longitud o interpuestos de forma que dificulten la libre dilatación, a fin de no crear tensiones mecánicas superficiales.

XIV.I. MONTAJE SOBRE SUELO.

Podrán utilizarse dos tipos de estructuras diferentes: las de único apoyo, en las que un poste metálico o mástil sostiene a los paneles y los soportes de entramado longitudinales (rastrales o racks).

También será utilizado el sistema de poste en el caso de estructuras dotadas de algún mecanismo de movimiento (sistemas de seguimiento solar) para conseguir que los paneles sigan lo mejor posible el curso del sol y obtener así una apreciable ganancia neta de energía en comparación con los sistemas estáticos. Este tipo de estructuras vendrán prefabricadas y con instrucciones de montaje muy precisas.

El proceso de montaje se podrá dividir en las siguientes etapas:

Preparación del terreno:

La cimentación de la estructura, bien sea por medio de zapatas aisladas, peana corrida o losa, exigirá una excavación de profundidad suficiente, debiendo ser las dimensiones del hueco tanto mayores cuanto más blando sea el terreno.

El hueco será un paralelepípedo rectangular, es decir, sus caras laterales serán verticales y formando ángulos rectos, y la base quedarán perfectamente horizontal,

limpiando y compactando si fuese necesario. Tendrá la orientación adecuada para que a su vez la estructura quede correctamente orientada, debiéndose tener esto muy presente antes de comenzar las excavaciones.

Preparación del hormigón:

Si no se utiliza un hormigón preparado, que se vierta directamente desde el camión-hormigonera en los pozos, la labor de dosificación y preparación de los morteros y hormigones deberá encomendarse a un albañil con experiencia en estas tareas.

El cemento, que deberá ser de la categoría adecuada a la normativa vigente, se presenta frecuentemente en sacos de 50 kg, que en volumen ocupan aproximadamente unos 33 litros.

Eligiendo una dosificación volumétrica de cemento-arena-grava igual a 1:2:4, y teniendo en cuenta que el material sólido necesario para conseguir un m³ de hormigón ocupa 1450 l, se necesitarían:

- 205 litros de cemento.
- 415 litros de arena.
- 830 litros de grava.

En cuanto a la cantidad de agua a añadir, en teoría un hormigón es más resistente cuanto menos agua lleve, pero en la práctica, para que el mismo sea manejable y fácil de trabajar, se requerirán al menos 50 ó 55 litros de agua por cada dos sacos de cemento (100 kg).

Si, por ejemplo, se dispone de una hormigonera en obra que en cada amasada puede proporcionar 1/4 de m³ de hormigón, se deberá llenar a razón de una palada de cemento por cada dos de arena y cuatro de grava (sin olvidar también el agua) hasta rebosar.

Si las cargas o la naturaleza del terreno lo requieren, puede ser aconsejable preparar también una primera capa de hormigón, llamada también de "limpieza", que será la que se vierta primero y que tendrá entre 10 cm y 20 cm de espesor, sobre la cual se podrá disponer horizontalmente una armadura o entramado reticulado de barras corrugadas que aumentarán la resistencia de la zapata.

Ejecución de la cimentación:

Se podrán utilizar dos técnicas diferentes. La primera, y habitual, consistirá en, una vez realizada la excavación, encofrar para poder conformar la peana o base exterior,

posicionar los pernos, mediante una plantilla a propósito o con listones de madera colocados a la distancia precisa y, habiendo comprobado que las posiciones de los pernos son las correctas, proceder con cuidado al vertido del hormigón, evitando que se mueva la plantilla y los pernos, y esperar a que éste fragüe.

La segunda consistirá en encofrar y hormigonar primero y, una vez fraguado el hormigón en todas las cimentaciones, marcar la situación de los orificios donde irán los pernos, mediante una plantilla que debe ser una réplica exacta de las bases de la estructura, y proceder al taladrado del hormigón con el diámetro y profundidad adecuados. A continuación se verterá sobre los orificios así dispuestos un mortero fino o un preparado comercial adecuado para lograr una buena adherencia, e inmediatamente se introducirán los pernos montados en su correspondiente plantilla. Estos deberán quedar perfectamente perpendiculares y, como en el caso anterior, sobresaliendo en la cantidad necesaria para tener en cuenta el grosor tanto de la chapa base de la estructura como de la capa de nivelación que, en su caso, fuese preciso efectuar.

Tanto en uno u otro caso será conveniente que los cables que transportan la energía eléctrica desde los paneles queden lo más ocultos y protegido posible, para lo cual habrá que prever una canalización dentro de la propia zapata y una salida lateral en la misma. Esto se logrará introduciendo un tubo de diámetro adecuado en el agujero de la excavación antes de verter en éste el hormigón. Dicho tubo deberá sobresalir al menos medio metro en cada extremo. Si se utiliza una plantilla con orificio central, uno de los extremos del tubo saldrá precisamente por dicho orificio. La plantilla quedará siempre a unos 5 cm, aproximadamente, sobre la superficie.

Es una buena práctica soldar los extremos inferiores de los espárragos a un perfil en L, a fin de aumentar la rigidez del conjunto.

Una vez haya fraguado el hormigón, hay que proceder a la operación de reglaje de la plantilla, que consistirá en asegurarse de que ésta queda perfectamente horizontal.

Actuando sobre las tuercas de nivelación, situadas inmediatamente debajo de la plantilla (conviene que lleven una arandela), se logrará que ésta quede perfectamente horizontal.

A continuación, y después de untar con aceite mineral la parte inferior de la plantilla a fin de evitar que se adhiera el mortero (llamado mortero de reglaje) que hay que

introducir bajo la placa, se preparará una mezcla de cemento y arena que constituirá el mortero de alta resistencia que hay que introducir (aprovechando el agujero central de la plantilla) hasta rellenar perfectamente el hueco, de un 5 cm de altura, que debe existir entre la parte inferior de la plantilla y la superficie del hormigón.

Una vez vertido el mortero de reglaje y cuando rebose por los cuatro lados de la plantilla, se alisará con ayuda de la espátula sus zonas visibles, dejándolas con un ángulo de unos 45°. Cuando el mortero haya fraguado, se retira la chapa de la plantilla, quedando así la cimentación lista para recibir a la estructura metálica.

Anclaje de la estructura:

Es preferible que la mayoría de las operaciones puedan realizarse en taller (soldadura de perfiles, etc), aunque por otra parte el traslado de la estructura requerirá medios mecánicos de mayor envergadura.

Situada la estructura (o los pilares de la misma, según el método que se haya elegido) junto a las zapatas de apoyo ya preparadas, se montarán los pilares sobre las mismas, generalmente con ayuda de una grúa, encajando los espárragos en los correspondientes orificios de la base del pilar (que tendrá la misma geometría que la plantilla antes usada).

Una vez colocadas las arandelas, tuercas y contratuercas, se procederá a su apriete, efectuando éste en dos pasadas, a fin de no crear tensiones desiguales.

En el caso de que la estructura lleve puesta a tierra (la cual se deberá haber previsto dejando un agujero para el conductor de tierra en la zapata elegida para ello), podrá usarse una pletina independiente que se habrá alojado en cualquiera de los pernos de anclaje y a la cual se conectará el conductor de tierra que llegará hasta el extremo superior de la pica.

Terminación de la estructura:

Una vez anclada y asegurada, se completan aquellas partes de la estructura que todavía estuviesen sin montar, de acuerdo con las guías de montaje que siempre deberá proveer a tal efecto el suministrador de la estructura o el encargado de su diseño.

Será preferible que los módulos estén ya pre-ensamblados en grupos antes de ponerlos en la estructura.

XV. ENSAMBLADO DE LOS MÓDULOS

Este apartado comprenderá las tareas de ubicación del campo fotovoltaico, conexión y ensamblado de los módulos, e izado y fijación de los paneles a la estructura.

XV.I. UBICACIÓN DEL CAMPO FOTOVOLTAICO.

A la hora de ubicar el campo fotovoltaico se tendrán en cuenta las siguientes recomendaciones:

- Elegir un día soleado para la evaluación del emplazamiento.
- En el análisis de la orientación del campo fotovoltaico, manejar una buena brújula (profesional), situarse en un lugar al aire libre y no apoyarla sobre ningún objeto que pueda alterar la indicación de la misma.
- La brújula servirá para precisar, no para determinar. El deberá tener sentido de la orientación, lo que no resultará complicado en un día soleado y conociendo la hora.
- Una vez conocidas las dimensiones de la estructura, será conveniente delimitar y señalar el perímetro de la misma, lo que facilitará su posterior montaje. Si la estructura se va a colocar próxima a un lugar accesible o susceptible de alguna modificación, será conveniente informar al propietario sobre el espacio que deberá quedar libre de obstáculos que puedan proyectar sombras sobre los paneles.
- Generalmente habrá más de una ubicación posible y adecuada. En estos casos deberá considerarse los aspectos ya mencionados de integración, accesibilidad, etc.

XV.II. CONEXIONADO Y ENSAMBLADO DE LOS MÓDULOS.

Los módulos fotovoltaicos dispondrán de una o dos cajas de conexiones, donde estarán accesibles los terminales positivo y negativo. Estas cajas dispondrán de unos orificios diseñados para admitir tanto prensaestopas (prensacables), como tubo protector para cables. Se podrán utilizar kits de conexión, compuestos de tubo no metálico flexible con prensaestopas en ambos extremos y ya listos para adaptarse a las cajas de conexión de sus módulos.

Los prensaestopas tendrán doble finalidad, por un lado asegurar que se mantiene la estanquidad en el orificio de la caja, y por otro servir como sujeción del cable, evitando así que cualquier posible esfuerzo se transmita directamente sobre las conexiones del interior. En el caso de utilizar tubo protector, este segundo aspecto quedará asegurado.

Los prensaestopas serán adecuados para la sección del cable a utilizar.

Aunque las cajas de conexiones tengan el grado de protección adecuado (aptas para la intemperie), será una buena práctica sellar todas las juntas y orificios con algún tipo de cinta, o sustancia especial para esta función.

Cuando exista una configuración serie-paralelo de cierta complejidad, el montaje de los módulos requerirá el manejo de un plano o esquema donde se refleje dicha configuración, con el fin de no cometer errores y facilitar la tarea de interconexión.

La secuencia de operaciones a seguir durante el montaje de los módulos dependerá en gran medida de las características de la estructura soporte. Cuando se permite con facilidad el acceso a la parte trasera de los módulos, el conexionado de los mismos podrá realizarse una vez fijados éstos a la estructura. En caso contrario, el conexionado será previo a su fijación en la estructura.

Durante el conexionado de los módulos deberá tenerse en cuenta la presencia de tensión en sus terminales cuando incide la radiación solar sobre ellos, por lo tanto, durante su manipulación, se recomienda cubrir completamente los módulos con un material opaco.

XV.III. IZADO Y FIJACIÓN DE LOS PANELES A LA ESTRUCTURA.

Si no es posible colocar la estructura en su posición definitiva habiendo montado ya previamente en aquella los paneles, éstos se agruparán para ser izados (generalmente mediante medios mecánicos), hasta el lugar donde vayan a ser instalados.

Esta operación puede ser delicada, tanto para los paneles como para las personas, por ello convendrá proteger los paneles para evitar golpes accidentales durante las maniobras y adoptar las medidas de seguridad personal adecuadas.

Para la fijación de los módulos a la estructura, o al bastidor que conforma el panel, se utilizarán únicamente los taladros que ya existan de fábrica en el marco de los mismos. Nunca se deberán hacer nuevos taladros en dicho marco, pues se correría el riesgo de dañar el módulo y el orificio practicado carecería del tratamiento superficial al que el fabricante ha sometido el marco. Si son necesarios, los taladros se efectuarán en una pieza adicional que se interpondrá entre los módulos y el cuerpo principal de la estructura. Toda la tornillería será de acero inoxidable, observando siempre las indicaciones facilitadas por el fabricante.

XVI. INSTALACIÓN DE LA TOMA DE TIERRA Y PROTECCIÓN

Según UNE-EN 61173:1998 se podrán adoptar cualquiera de los tres métodos siguientes:

- Puesta a tierra común de todos los equipos de la instalación fotovoltaica (cercos metálicos, cajas, soportes y cubiertas de los equipos, etc).

- Puesta a tierra común de todos los equipos de la instalación fotovoltaica (cercos metálicos, cajas, soportes y cubiertas de los equipos, etc) y del sistema. La puesta a tierra del sistema se consigue conectando un conductor eléctrico en tensión a la tierra del equipo, y puede ser importante porque puede servir para estabilizar la tensión del sistema respecto a tierra durante la operación normal del sistema; también puede mejorar la operación de los dispositivos de protección contra sobrecorrientes en caso de fallo.

- Punto central del sistema y equipos electrónicos conectados a una tierra común.

Si se utiliza el sistema de puesta a tierra, uno de los conductores del sistema bifásico o el neutro en un sistema trifásico deberá sólidamente conectado a tierra de acuerdo a lo siguiente:

- La conexión a tierra del circuito de corriente continua puede hacerse en un punto único cualquiera del circuito de salida del campo FV. Sin embargo, un punto de conexión a tierra tan cerca como sea posible de los módulos FV y antes que cualquier otro elemento, tal como interruptores, fusibles y diodos de protección, protegerá mejor el sistema contra las sobretensiones producidas por rayos.

- La tierra de los sistemas o de los equipos no debería ser interrumpida cuando se desmonte un módulo del campo.

- Es conveniente utilizar el mismo electrodo de tierra para la puesta a tierra del circuito de CC y la puesta a tierra de los equipos. Dos o más electrodos conectados entre sí serán considerados como un único electrodo para este fin. Además, es conveniente que esta puesta a tierra sea conectada al neutro de la red principal, si existe. Todas las tierras de los sistemas de CC y CA deberían ser comunes.

Caso de no utilizar un sistema de puesta a tierra para reducir las sobretensiones, se deberá emplear cualquiera de los siguientes métodos (según UNE-EN 61173:1998):

- Métodos equipotenciales (cableado).

- Blindaje.

XVII. MONTAJE DE LA BATERÍA DE ACUMULADORES

El transporte y manipulación de baterías pesadas requerirá el empleo de medios materiales y técnicos adecuados para dichas tareas.

El lugar donde se alojen los acumuladores deberá tener unas características muy concretas:

- Seco, fresco y protegido de la intemperie.
- Provisto de ventilación adecuada.
- Suficientemente alejado de aparatos que puedan provocar chispas o llamas.
- De acceso restringido.

Cuando se coloquen en un local, las baterías deberán estar aisladas eléctricamente del suelo por medio de una estructura (bancada) que suele ser de madera o metálica y resistente al ácido. La superficie del local deberá soportar, de forma estable, el elevado peso que puede llegar a tener todo el sistema (bancada y baterías), y la colocación de las baterías sobre la bancada deberá realizarse de forma que no tengan lugar situaciones inestables en la misma (debido a la mala distribución de la carga) que provoquen la caída de las baterías. Esta colocación deberá llevarse a cabo teniendo en cuenta en interconexión final, de modo que la situación relativa de los distintos bornes deberá respetar su diseño.

Deberá realizarse un conexionado de baterías de tal forma que la corriente se distribuya por igual en todas ellas, evitando caminos preferentes para la corriente (el conexionado tipo "cruzada" será adecuado). Otra práctica recomendada es el empleo del cableado de igualación, consistente en conectar los bornes de las baterías situadas en filas en paralelo que deberían tener la misma tensión.

Se deberá proteger el conjunto de la conexión cable-terminal-borne con una cubierta protectora que impida el contacto humano accidental con partes activas (bajo tensión) y los contactos accidentales entre bornes causados por útiles mecánicos y otros cables.

En cuanto a los cables de interconexión de baterías, deberá evitarse que su conexión con los bornes suponga un esfuerzo o tensión que provoque su movimiento en caso de desconexión accidental o intencionada. Será, pues, necesario que antes de la conexión el cable pueda adoptar de forma estable la posición que tendrá una vez conectado.

XVIII. MONTAJE DEL RESTO DE COMPONENTES

Para el montaje de los componentes específicos como reguladores, inversores, etc, se deberán seguir las instrucciones del fabricante.

Respecto al tendido de líneas, a veces será preciso sacrificar la elección del camino o recorrido ideal del cableado para salvar dificultades u obstáculos que supondrían un riesgo o encarecimiento de la mano de obra de la instalación. Se recomienda el uso de un lubricante en gel para el tendido de cables bajo tubo.

Se deberán identificar adecuadamente todos los elementos de desconexión de la instalación, así como utilizar uniformemente el color de los cables de igual polaridad (incluidos los del campo fotovoltaico). El color rojo se suele reservar para el polo positivo y el negro para el polo negativo.

Pruebas Reglamentarias.

Previo a la puesta en servicio de las instalaciones, estas se verificarán de acuerdo con lo dispuesto en la norma UNE 20 460-6-61.

Anotando los valores sobre todo de la resistencia de aislamiento entre conductores y la resistencia de aislamiento con tierra.

XIX. COMPROBACIÓN DE LA PUESTA A TIERRA

La instalación de toma de tierra será comprobada por los servicios oficiales en el momento de dar de alta la instalación. Se dispondrá de al menos un punto de puesta a tierra accesible para

poder realizar la medición de la puesta a tierra.

XX. RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

Las instalaciones eléctricas deberán presentar una resistencia de aislamiento, expresada en ohmios, por lo menos igual a $1000xU$, siendo U la tensión máxima de servicio expresada en

voltios, con un mínimo de 250.000 ohmios.

El aislamiento de la instalación eléctrica se medirá con relación a tierra y entre

conductores, mediante la aplicación de una tensión continua suministrada por un generador que proporcione en vacío una tensión comprendida entre 500 y 1000 V y, como mínimo, 250 V con una carga externa de 100.000 ohmios.

ÍNDICE

6. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

I.	MEMORIA-----	145
II.	OBJETO-----	145
III.	DESCRIPCIÓN DE LA OBRA-----	145
IV.	AGENTES INTERVINIENTES-----	145
V.	DATOS DE LA OBRA-----	145
VI.	IDENTIFICACIÓN DE LOS RIESGOS LABORALES QUE PUEDEN SER EVITADOS CON INDICACION DE LAS MEDIDAS NECESARIAS PARA ELLO-----	147
VII.I.	INFORMACIÓN Y FORMACIÓN A LOS TRABAJADORES- -----	147
VII.II.	PREVENCIÓN DE RIESGOS DE DAÑOS A TERCEROS--	148
VII.III.	SEÑALIZACIÓN GENERAL DE LA OBRA-----	148
VII.IV.	PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS DURANTE LA FASE INICIAL DE INSTALACIÓN DE LA OBRA-----	148
VII.	INSTALACIONES DE HIGIENE Y BIENESTAR, PROTECCIONES COLECTIVAS Y PROTECCIONES INDIVIDUALES-----	149
VII.I.	INSTALACIONES DE HIGIENE Y BIENESTAR-----	149
VII.II.	PROTECCIONES COLECTIVAS Y SEÑALES-----	149
VII.III.	PROTECCIONES INDIVIDUALES-----	149
VIII.	RELACION DE RIESGOS LABORALES QUE NO PUEDEN SER EVITADOS Y ADOPCIÓN DE LAS MEDIDAS PREVENTIVAS Y PROTECCIONES TÉCNICAS TENDENTES A REDUCIR Y CONTROLAR LOS RIESGOS NO EVITABLES-----	156
VIII.I.	RIESGOS DERIVADOS DE LA ACTIVIDAD QUE SE ESTÉ DESARROLLANDO Y MEDIDAS PREVENTIVAS-----	156
VIII.II.	RIESGOS DERIVADOS DEL TIPO DE MAQUINARIA Y MEDIOS AUXILIARES USADOS Y MEDIDAS PREVENTIVAS-----	157

IX.	NORMAS DE SEGURIDAD PARA LOS OPERADORES DEL CAMIÓN	
	GRÚA -----	157
	IX.I. RIESGOS DERIVADOS DE LOS MEDIOS AUXILIARES	157
X.	DISPOSICIONES LEGALES -----	158
XI.	VIGILANCIA DEL CUMPLIMIENTO DE LAS MEDIDAS DE	
	SEGURIDAD EN ESTA OBRA -----	160
XII.	VIGILANCIA DE LA SALUD Y PRIMEROS AUXILIOS EN LA OBRA	161
	XII.I. VIGILANCIA DE LA SALUD -----	161
	XII.II. PRIMEROS AUXILIOS EN LA OBRA -----	161
XIII.	OBLIGACIONES DEL PROMOTOR -----	162
XIV.	COORDINADORES EN MATERIA DE SEGURIDAD Y SALUD -----	162
XV.	OBLIGACIONES DE CONTRATISTAS Y SUBCONTRATISTAS -----	163
XVI.	LIBRO DE INCIDENCIAS -----	164
XVII.	PARALIZACIÓN DE LOS TRABAJOS -----	165
XVIII.	DERECHOS DE LOS TRABAJADORES -----	165
XIX.	DISPOSICIONES MINIMAS DE SEGURIDAD Y SALUD QUE DEBEN	
	APLICARSE EN LAS OBRAS -----	165
XX.	PLAN DE SEGURIDAD Y SALUD -----	166
XXI.	PLAN DE EMERGENCIA DE LA OBRA -----	166
XXII.	RECURSOS PREVENTIVOS -----	171
XXIII.	CONCLUSIONES -----	173

I. MEMORIA.

II. OBJETO.

Dentro del TFG se incluye el preceptivo ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD, dando de esta forma cumplimiento el proyectista al R.D. 1627/97 de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.

1. El promotor estará obligado a que en la fase de redacción del proyecto se elabore un estudio de seguridad y salud en los proyectos de obras.

Se procede en el presente documento a desarrollar el correspondiente Estudio Básico de Seguridad y Salud.

III. DESCRIPCIÓN DE LA OBRA.

Se procede en el presente documento a desarrollar el Estudio de Seguridad y Salud del Proyecto de Ejecución de la actuación de referencia:

“Planta fotovoltaica con seguidores solares ”.

Ubicada en el polígono 16, parcela 6, del término municipal de San Clemente. 16600-CUENCA

IV. AGENTES INTERVINIENTES.

Los datos del técnico redactor de este proyecto son:

TÉCNICO FRANCISCO JAVIER LOPEZ CUENCA. Trabajo Fin de Grado

Los datos del técnico director de este proyecto son:

TÉCNICO FRANCISCO JAVIER LOPEZ CUENCA. Trabajo Fin de Grado

V. DATOS DE LA OBRA.

DATOS Y DESCRIPCIÓN DE LA OBRA:

El promotor y titular del proyecto en tramitación, pretende la puesta en marcha inmediata de la indicada instalación, desde la concesión de la necesaria autorización administrativa, aprobación de proyecto y licencia de obra por parte de los organismos competentes, en este caso la Dirección General de Industria y Energía y el Excmo. Ayuntamiento, junto con la

aceptabilidad por parte del Operador del Sistema y la conformidad por parte de la empresa distribuidora, con un plazo de ejecución de 1 mes.

El presupuesto de ejecución material se acompaña en el documento “ Presupuesto del Proyecto”.

El número medio de trabajadores es de 4 con puntas de trabajadores de hasta 6 (VEINTE) según las actividades.

La obra consiste en la construcción de una planta solar fotovoltaica y el acondicionamiento de la parcela para la actividad descrita.

A continuación, se enumera las actividades que se llevarán a cabo, maquinaria y medios auxiliares que se utilizarán y en el apartado correspondiente se describirán los riesgos derivados de los mismos y medidas preventivas a implantar:

- Descarga de materiales.
- Manipulación de cargas.
- Acopio de materiales
- Señalización y vallado de zona de obras.
- Movimiento de tierras.
- Cimentaciones.
- Montaje de estructuras soportes.
- Montaje de módulos solares fotovoltaicos.
- Montaje de inversores.
- Montaje de centros de transformación y entronque con la compañía distribuidora.
- Instalaciones auxiliares (electricidad, etc)

MAQUINARIA:

- Camión grúa
- Grúa autopropulsada
- Radial
- Taladradora eléctrica
- Herramientas manuales

MEDIOS AUXILIARES

- Escalera manual

- Plataforma elevadora de personal

INTERFERENCIAS CON SERVICIOS:

Las interferencias con servicios de todo tipo son causa frecuente de accidentes, por ello se considera muy importante detectar su existencia y localización, con el fin de poder evaluar y delimitar claramente los diversos riesgos.

VI. IDENTIFICACIÓN DE LOS RIESGOS LABORALES QUE PUEDEN SER EVITADOS CON INDICACION DE LAS MEDIDAS NECESARIAS PARA ELLO.

VII. INFORMACIÓN Y FORMACIÓN A LOS TRABAJADORES.

Todo el personal deberá recibir INFORMACIÓN y FORMACIÓN, teórica y práctica, antes de ingresar en la obra sobre:

- Exposición de métodos de trabajo.
- Riesgos que pudiera entrañar su puesto de trabajo.
- Riesgos del resto de puestos de trabajo en la obra (en previsión de que tenga que estar cambiando de puesto de trabajo, según las necesidades de cada momento).
- Medidas de seguridad a adoptar.
- Riesgos del centro de trabajo donde se realizarán los trabajos.
- Contenido del Plan de S&S específico de la obra en cuestión elaborado por la empresa que corresponda.

La FORMACIÓN e INFORMACIÓN se dará siguiendo las indicaciones dadas por el Reglamento de Servicios de Prevención y otras normas derivadas de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales.

La INFORMACIÓN se facilitará a los trabajadores, entregándoles un manual, sobre los riesgos específicos de su puesto de trabajo, y del resto de la obra (para que también conozca los riesgos a los que están expuestos el resto de sus compañeros).

VI.II. PREVENCIÓN DE RIESGOS DE DAÑOS A TERCEROS.

IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS MÁS FRECUENTES

- Atropellos.
- Caídas al mismo y a distinto nivel.
- Golpes y cortes.

VI.III. SEÑALIZACIÓN GENERAL DE LA OBRA.

Es necesario establecer en este Centro de Trabajo un sistema de señalización para llamar la atención de forma rápida e inteligible sobre objetos y situaciones susceptibles de provocar peligros determinados, así como para indicar el emplazamiento de dispositivos que tengan importancia desde el punto de vista de la seguridad.

VI.IV. PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS DURANTE LA FASE INICIAL DE INSTALACIÓN DE LA OBRA.

PREVENCIÓN

A fin de prevenir y evitar la formación de un incendio tomaremos las siguientes medidas:

- Orden y limpieza general en toda la obra.
- Se separarán el material combustible del incombustible amontonándolo por separado en los lugares indicados para tal fin para su transporte a vertedero diario.
- Almacenar el mínimo de gasolina, gasóleo y demás materiales de gran inflamación.
- Se cumplirán las normas vigentes respecto al almacenamiento de combustibles.
- Se definirán claramente y por separado las zonas de almacenaje y acopios.
- La iluminación de los almacenes será mediante interruptores antideflagrantes de seguridad.
- Se dispondrán todos los elementos eléctricos de la obra en condiciones para evitar posibles cortocircuitos.

EXTINCIÓN

- El tipo de extintor a colocar dependerá del tipo de fuego que se pretenda apagar (tipos A,B,C,D,E) dependiendo del trabajo a realizar en cada fase de la obra.
- Se tendrá siempre a mano y reflejado en un cartel bien visible en las oficinas o caseta de obra, el número de teléfono del servicio de bomberos.

VII. INSTALACIONES DE HIGIENE Y BIENESTAR. PROTECCIONES COLECTIVAS Y PROTECCIONES INDIVIDUALES

VII.I. INSTALACIONES DE HIGIENE Y BIENESTAR.

Las instalaciones provisionales de obra se adaptarán en contenido y características a lo estipulado en los arts. 15 y 16 de la parte A, del ANEXO IV, del R.D. 1627/1997 de 24 de Octubre.

En cumplimiento de los citados artículos, la obra dispondrá de locales de vestuario, servicios higiénicos y local de descanso, debidamente dotados.

VII.II. PROTECCIONES COLECTIVAS Y SEÑALES.

Se deberán instalar las protecciones colectivas y señales que se indica en cada una de las fichas de seguridad.

VII.III. PROTECCIONES INDIVIDUALES.

Se deberán utilizar las protecciones individuales que se indica en cada una de las fichas de seguridad. (Epis)

Con carácter general los Equipos de Protección Individual recomendados son:

• Casco de polietileno.

EQUIPOS DE PROTECCIÓN INDIVIDUAL




PROTECCIÓN DE LA CABEZA
(CE 95 EN 397/95)



Se utilizará el casco en todos aquellos trabajos que comporten los riesgos de golpes en la cabeza o caídas de objetos, como son:

- Trabajos donde haya máquinas (retro, dúmper, etc..)
- Trabajos en zanjas
- Trabajos en andamios
- Trabajos en altura
- Trabajos realizados con pistolas grapadoras.

• Guantes.

A	B	C	D
			
<p>Tipo de riesgo:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Agresiones mecánicas (erosiones, golpes, cortes, perforaciones, altas temperaturas, etc.). - Contacto con sustancias agresivas. 			
<p>A) <u>Guantes de Piel</u>: el ámbito de utilización es para todos aquellos trabajos donde haya agresiones por golpes, cortes o erosiones (manipulación de cargas, tirado de cable, etc.). Son desaconsejados para trabajos con productos químicos o húmedos i trabajos con tensión eléctrica.</p>			
<p>B) <u>Guantes de látex</u>: el ámbito de utilización es para todos aquellos trabajos donde el ambiente de agresiones sean productos químicos. Son desaconsejados para trabajos con elementos cortantes o punzantes. Elementos de los que dispone:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Superficie con rugosidad. - Embocadura de goma. 			
<p>C) <u>Guantes de Piel de serraje</u>: el ámbito de utilización es para trabajos de soldadura o con altas temperaturas, $50^{\circ}\text{C} < T < 100^{\circ}\text{C}$. (trabajos de soldador, etc.).</p>			
<p>D) <u>Guantes anticorte</u> : el ámbito de utilización es para trabajos donde existen agresiones en forma de perforaciones , cortes, abrasiones, etc.. (Trabajos con objetos cortantes, etc.</p>			

• Botas de seguridad.

EQUIPOS DE PROTECCIÓN INDIVIDUAL	PROTECCIÓN DE LOS PIES (89/656/CEE) 1.8
<div style="display: flex; justify-content: space-around; align-items: center;"> <div style="text-align: center;">  <p>Botas de agua</p> </div> <div style="text-align: center;">  <p>Botas de seguridad de piel</p> </div> </div>	
<p>Para la protección de los pies se utilizará una bota estándar NORMA CEE EN 345, la presencia de la puntera de seguridad protege contra un impacto equivalente a 200 julios.</p> <p>Calzado de protección con suela antiperforante:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Trabajos de obra grande, ingeniería civil y construcción de carreteras. - Trabajos en andamios. - Obras de demolición. - Obras de construcción de hormigón, encofrado y desencofrado. - Actividades en las obras de construcción o áreas de almacenaje. - Obras de azoteas. - Reparación de aceras. <p>Calzado de protección sin suela antiperforante:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Trabajos en puentes metálicos, edificios metálicos de gran altura, postes, torres, ascensores, etc.. - Obras de construcción, montaje de instalaciones de calefacción, ventilación y estructuras metálicas. - Trabajos en canteras, explotaciones a cielo abierto y desplazamiento de escombros. - Instalaciones eléctricas, agua, gas, etc. <p>Calzado de seguridad con taco y antiperforante:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Obras de azotea 	

• Cinturón anticaídas de seguridad.

EQUIPOS DE PROTECCIÓN INDIVIDUAL

PROTECCIÓN ANTICAÍDAS
(R.D. 2177/2004 y 773/97)



Arnés



Cinturón de seguridad

El ámbito de utilización del cinturón de seguridad será preceptivo para todos los trabajos en altura.


Se clasifican del siguiente modo:

- Sistema de sujeción en posición de trabajo (cinturón)
- Sistema anticaídas.
- Dispositivos anticaídas.
- Dispositivos de descenso.

Actividades que pueden requerir la utilización de estos equipos de protección:

- Trabajos en andamios.
- Montaje de piezas prefabricadas.
- Trabajos en postes.
- Trabajos en pozos y canalizaciones.
- Trabajos con plataforma móvil.
- Trabajos con cesta de brazo hidráulico.

• Ropa de trabajo.

EQUIPOS DE PROTECCIÓN INDIVIDUAL		PROTECCIÓN DEL CUERPO (R.D. 773/1995, 30 de mayo)	
Riesgos que hay que cubrir:			
RIESGOS	ORIGEN y FORMA DE LOS RIESGOS	FACTORES A TENER EN CUENTA PARA LA ELECCIÓN Y UTILIZACIÓN DE LA ROPA DE TRABAJO	
Acciones generales	Por contacto. Desgaste debido a la utilización		Protección del tronco. Resistencia al desgarro, alargamiento, al principio de la rasgadura.
Acciones mecánicas	Por abrasivos de decapaje, objetos puntiagudos y cortantes.	Resistencia a la penetración.	
Acciones térmicas	Productos ardientes o fríos, temperatura ambiente. Contacto con las llamas. Para trabajos de soldadura.	Aislamiento contra el frío y el calor, mantenimiento de la función protectora. Incombustibilidad, resistencia a la llama. Protección resistencia a la radiación y a las proyecciones de metal en fusión.	
Acción de electricidad	Tensión eléctrica.	Aislamiento eléctrico.	
Acciones químicas	Daños debidos a acciones químicas.	Estanqueidad y resistencia a las agresiones químicas.	
Acción de la humedad	Penetración de agua.		Permeabilidad al agua.
Falta de visibilidad	Percepción insuficiente.		Color y retroreflexión.
Contaminación	Contacto con productos radiactivos.	Estanqueidad, aptitud para la descontaminación resistencia.	

• Mascarillas

EQUIPOS DE PROTECCIÓN INDIVIDUAL

PROTECCIONES DE LAS VIAS RESPIRATORIAS. Norma Europea EN 134 1.4

APLICACIÓN

Operaciones de pintura y recubrimiento.
Manipulación de disolventes o materiales que contengan (tintes, adhesivos, limpiadores).
Algunas pesticidas.
Barnices y encolados.

RESPIRADOR



Máscaras contra vapores orgánicos

Corte de piedra.
Limpieza de fachadas.
Limpieza de edificios abandonados.



Máscara autofiltrante para pólvoras fibrógenas



Contra el polvo máscara autofiltrante para pólvoras no tóxicas

VIII. RELACION DE RIESGOS LABORALES QUE NO PUEDEN SER EVITADOS Y ADOPCIÓN DE LAS MEDIDAS PREVENTIVAS Y PROTECCIONES TECNICAS TENDENTES A REDUCIR Y CONTROLAR LOS RIESGOS NO EVITABLES.

VIII.I. RIESGOS DERIVADOS DE LA ACTIVIDAD QUE SE ESTÉ DESARROLLANDO Y MEDIDAS PREVENTIVAS.

medidas preventivas generales

- descarga de material y equipos riesgos

medidas preventivas

- manipulación manual de cargas

medidas preventivas

- acopios riesgos

medidas preventivas

- montaje de modulos solares en cubiertas riesgos

medidas preventivas

- instalación electrica riesgos

medidas preventivas

- prevención de daños a terceros

medidas preventivas

VIII.II. RIESGOS DERIVADOS DEL TIPO DE MAQUINARIA Y MEDIOS

auxiliares usados y medidas preventivas.

- camión grúa riesgos

medidas preventivas

- grúa autopropulsada

riesgos

medidas preventivas

- plataformas elevadoras de personal

riesgos

medidas preventivas

- radial

riesgos

medidas preventivas

- herramientas manuales en general

riesgos

medidas preventivas

IX NORMAS DE SEGURIDAD PARA LOS OPERADORES DEL CAMIÓN GRÚA

IX.I. RIESGOS DERIVADOS DE LOS MEDIOS AUXILIARES.

escalera de mano (madera o metal)

riesgos

medidas preventivas

1.8.2. riesgos derivados de la colocación de las protecciones colectivas.

vallado y accesos

riesgos

medidas preventivas

línea de sujeción de seguridad

riesgos

medidas preventivas

La enumeración de los riesgos indicados en cada grupo, así como las medidas preventivas a implementar, están perfectamente determinados en la legislación que a tal efecto se incluye en el siguiente punto 1.9 disposiciones legales.

- En general, el personal encargado del manejo de equipos (portátiles, vehículos, etc.), estará en posesión de una autorización expresa de la Jefatura de Obra para tal actividad. Esta autorización sólo se entregará tras la comprobación de la necesaria pericia del operario. Se archivará un recibí del mismo y se dará cuenta a la Dirección Facultativa o Jefatura de obra.

X. DISPOSICIONES LEGALES.

Son de obligado cumplimiento las disposiciones legales contenidas en:

- Constitución española.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre de Prevención de Riesgos Laborales. Modificada por: Ley 54/2003, de 12 de noviembre, de reforma del marco normativo de la prevención de riesgos laborales. Se nombrará a los “recursos preventivos” necesarios, contando estas personas con la formación preventiva correspondiente, como mínimo, a las funciones de nivel básico.
- RD 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Real Decreto 337/2010, de 19 de marzo, por el que se modifican el Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención;
- Estatuto de los trabajadores.
- RD 485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de Señalización de Seguridad en el Trabajo.
- RD 486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de Seguridad y Salud en los Lugares de Trabajo.
- RD 487/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la Manipulación Manual de Cargas que entrañe riesgos, en particular dorsolumbares, para los trabajadores.

- RD 488/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas al trabajo con Equipos que incluyen Pantallas de Visualización.

- RD 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de Seguridad y Salud para la utilización por los trabajadores de los Equipos de Trabajo.

Modificado por:

RD 2177/2004, de 12 de noviembre. En materia de trabajos temporales en altura.

- RD 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de Seguridad y Salud relativas a la utilización por los trabajadores de Equipos de Protección Individual.

- RD 1407/1992, de 20 de noviembre, por el que se regulan las condiciones para la comercialización y libre circulación intracomunitaria de los equipos de protección individual. Modificada por:

Orden de 20 de febrero de 1997, por la que se modifica el anexo del RD 1407/1992.

- RD 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.

- Reglamento electrotécnico para baja tensión.

- RD 1316/1989, de 27 de octubre, sobre protección de los trabajadores contra los Riesgos derivados de la Exposición al Ruido durante el trabajo.

- RD 286/2006, de 10 de marzo, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición al ruido.

- RD 664/1997, de 12 de mayo, sobre la protección de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición a Agentes Biológicos durante el trabajo. Modificada por:

OM de 25 de marzo de 1998. Modifica el anexo II.

- O.M. de 16 de diciembre de 1987 por la que se establece modelos para notificación de accidentes y dicta instrucciones para su cumplimentación y tramitación.

- O.M. de 31 de agosto de 1987, por la que se aprueba la instrucción 8.3-IC sobre señalización, balizamiento, defensa, limpieza y terminación de obras fijas en vías fuera de poblado.

- Señalización móvil de obras y manual de ejemplos de señalización de obras fijas, de la Dirección General de Carreteras.

- Todas aquellas otras tendentes a la protección de los trabajadores y terceras personas ajenas a la obra, que estén en vigor durante el momento de ejecución de la obra.

XI. VIGILANCIA DEL CUMPLIMIENTO DE LAS MEDIDAS DE SEGURIDAD EN ESTA OBRA.

En cumplimiento de la LEY DE PREVENCIÓN DE RIESGOS LABORALES y del R.D. 1.627/1.997 de 24 de Octubre, la empresa contratista vigilará el cumplimiento de la normativa de prevención de riesgos de la siguiente manera:

- a) La Unidad Técnica de la empresa contratista elaborará un Plan de Seguridad y Salud para esta obra.
- b) Después de haber sido aprobado este PLAN por el promotor, y antes del inicio de las obras, el Jefe de Obra convocará a los SUBCONTRATISTAS y AUTÓNOMOS , si los hubiese, que vayan a participar en la obra para informarles de sus responsabilidades, y para informarles del tipo de documentos que deben hacer llegar éstos

(los subcontratistas y autónomos):

- Nº de horas de FORMACIÓN e INFORMACIÓN recibida y centro o entidad que la ha impartido.
 - Nombre de trabajadores menores, mujeres embarazadas con parto reciente o en periodo de lactancia y de trabajadores especialmente sensibles a determinados riesgos que vayan a trabajar en la obra.
 - Documento escrito con las medidas preventivas adoptadas para proteger a los integrantes de los colectivos mencionados en las líneas anteriores (en caso de que en la relación de personal a emplear haya: mujeres embarazadas con parto reciente o en periodo de lactancia, trabajadores menores y trabajadores especialmente sensibles a determinados riesgos que vayan a trabajar en la obra).
 - Las empresas subcontratistas y autónomos informarán a la empresa contratista de todos los accidentes, con baja y sin baja, sufridos por sus trabajadores en los centros de trabajo dirigidos por la empresa contratista
 - Las empresas que aporten maquinaria, vehículos o equipos de trabajo deberán (antes de introducir estos vehículos, equipos o maquinaria, en la obra) presentar la documentación que la empresa contratista demande.
- c) La empresa contratista antes del inicio de las obras, mostrará un ejemplar (y lo pondrá a su disposición en la caseta de obra/vehículo... para que sea consultado siempre que se

deseo) del PLAN DE SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO a todas las empresas subcontratistas y autónomos participantes en la obra.

Este PLAN DE SEGURIDAD deberá ser suscrito por los subcontratistas y autónomos y responsabilizarse de su cumplimiento

d) La empresa contratista informará al JEFE DE OBRA para que éste se responsabilice de toda la ejecución del PLAN y vigile que se cumpla íntegramente durante el desarrollo de la obra.

e) Este PLAN deberá ser aprobado antes del inicio de esta obra.

XII. VIGILANCIA DE LA SALUD Y PRIMEROS AUXILIOS EN LA OBRA.

XII.I. VIGILANCIA DE LA SALUD.

Indica la Ley de Prevención de Riesgos Laborales (Ley 31/ 95 de 8 de Noviembre), en su art. 22 que el Empresario deberá garantizar a los trabajadores a su servicio la vigilancia periódica de su estado de salud en función de los riesgos inherentes a su trabajo.

El acceso a la información médica de carácter personal .

Las medidas de vigilancia y control de la salud de los trabajadores se llevarán a cabo por personal sanitario con competencia técnica, formación y capacidad acreditada.

XII.II. PRIMEROS AUXILIOS EN LA OBRA.

Aunque el objetivo principal de este plan de seguridad y salud es evitar los accidentes laborales, hay que reconocer que existen causas de difícil control que pueden hacerlos presentes. En consecuencia, es necesario prever la existencia de primeros auxilios para atender a los posibles accidentados.

Se prevé la utilización de botiquines portátiles de primeros auxilios.

En caso de accidente leve acudir a la mutua de accidentes de trabajo correspondiente a cada una de las empresas.

En caso de accidente grave acudir a: TELEFONO DE EMERGENCIAS: 112

La evacuación de accidentados, que por sus lesiones así lo requieran, está prevista mediante la utilización de ambulancias.

XIII. OBLIGACIONES DEL PROMOTOR.

Antes del inicio de los trabajos, designará un coordinador en materia de seguridad y salud, cuando en la ejecución de las obras intervengan más de una empresa, o una empresa y trabajadores autónomos o diversos trabajadores autónomos.

La designación de coordinadores en materia de seguridad y salud no eximirá al promotor de sus responsabilidades.

El promotor deberá comprobar que el Contratista a efectuado la apertura del centro de trabajo antes del comienzo de las obras, debiendo exponerse en la obra de forma visible y actualizándose si fuera necesario.

XIV. COORDINADORES EN MATERIA DE SEGURIDAD Y SALUD.

El coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra, deberá desarrollar las siguientes funciones:

- Coordinar la aplicación de los principios generales de prevención y seguridad.
- Coordinar las actividades de la obra para garantizar que las empresas y personal actuante apliquen de manera coherente y responsable los principios de la acción preventiva que se recogen en el Artículo 15 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales durante la ejecución de la obra.
- Aprobar el Plan de Seguridad y Salud elaborado por el contratista y, en su caso, las modificaciones introducidas en el mismo.
- Organizar la coordinación de actividades empresariales previstas en el Artículo 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales.
- Coordinar las acciones y funciones de control de la aplicación correcta de los métodos de trabajo.
- Adoptar las medidas necesarias para que sólo las personas autorizadas puedan acceder a la obra.

XV. OBLIGACIONES DE CONTRATISTAS Y SUBCONTRATISTAS.

El Contratista y Subcontratistas están obligados a:

a) Aplicar los principios de la acción preventiva que se recogen en el Artículo N° 15 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, y en particular:

- El mantenimiento de la obra en buen estado de orden y limpieza.
- La elección del emplazamiento de los puestos y áreas de trabajo, teniendo en cuenta sus condiciones de accesos, y la determinación de vías, zonas de desplazamientos y circulación.
- La manipulación de distintos materiales y la utilización de medios auxiliares.
- El mantenimiento, el control previo a la puesta en servicio y control periódico de las instalaciones y dispositivos necesarios para la ejecución de las obras, con objeto de corregir los defectos que pudieran afectar a la seguridad y salud de los trabajadores.
- La delimitación y acondicionamiento de las zonas de almacenamiento y depósito de materiales, en particular si se trata de materias peligrosas.
- El almacenamiento y evacuación de residuos y escombros.
- La recogida de materiales peligrosos utilizados.
- La adaptación del periodo de tiempo efectivo que habrá de dedicarse a los distintos trabajos o fases de trabajo.
- La cooperación entre todos los intervinientes en la obra.
- Las interacciones o incompatibilidades con cualquier otro trabajo o actividad.

b) Cumplir y hacer cumplir a su personal lo establecido en el Plan de Seguridad y Salud.

c) Cumplir la normativa en materia de prevención de riesgos laborales, teniendo en cuenta las obligaciones sobre coordinación de las actividades empresariales previstas en el artículo N° 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales.

d) Informar y proporcionar las instrucciones adecuadas a los trabajadores autónomos

e) Atender las indicaciones y cumplir las instrucciones del coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra.

El Contratista efectuará la apertura del centro de trabajo antes del comienzo de las obras, debiendo exponerse en la obra de forma visible y actualizándose si fuera necesario, entregando copia al Promotor.

Serán responsables de la ejecución correcta de las medidas preventivas fijadas en el Plan de Seguridad y Salud y en lo relativo a las obligaciones que le correspondan directamente o, en su caso, a los trabajadores autónomos por ellos contratados. Además responderán solidariamente de las consecuencias que se deriven del incumplimiento de las medidas previstas en el plan.

Las responsabilidades del coordinador, Dirección facultativa y del promotor no eximirán de sus responsabilidades a los contratistas y subcontratistas.

XVI. LIBRO DE INCIDENCIAS.

El libro de incidencias de acuerdo con el artículo 13 del Real Decreto 1.627/1.997 existirá en cada centro de trabajo, con fines de control y seguimiento del Plan de Seguridad y Salud, un Libro de Incidencias que constará de hojas por duplicado, habilitado al efecto.

Este libro será facilitado por:

El Colegio Profesional al que pertenezca el Técnico que haya aprobado el Plan de Seguridad y Salud.

La oficina de supervisión de proyectos u órgano equivalente cuando se trate de obras de las Administraciones Públicas.

Deberá mantenerse siempre en obra y en poder del coordinador. Tendrán acceso al libro, la dirección Facultativa, los contratistas y subcontratistas, los trabajadores autónomos, las personas con responsabilidades en materia de prevención de las empresas intervinientes, los representantes de los trabajadores, y los técnicos especializados de las Administraciones Públicas competentes en esa materia, quienes podrán hacer anotaciones en el mismo.

Efectuada una anotación en el libro de incidencias, el coordinador deberá notificarla al contratista afectado y a los representantes de los trabajadores de éste. En el caso de que la anotación se refiera a cualquier incumplimiento de las advertencias u observaciones previamente anotadas en dicho libro por las personas facultadas para ello, así como en el supuesto que se refiere a la paralización de los trabajos, deberá remitirse una copia a la Inspección de Trabajo y Seguridad Social en el plazo de veinticuatro horas.

En todo caso, deberá especificarse si la anotación efectuada supone una reiteración de una advertencia u observación anterior o si, por el contrario, se trata de una nueva observación.

XVII. PARALIZACIÓN DE LOS TRABAJOS.

Cuando el coordinador y durante la ejecución de las obras, observase incumplimiento de las medidas de seguridad y salud, advertirá al contratista y dejará constancia de tal incumplimiento en el libro de incidencias, quedando facultado para en circunstancias de riesgo grave e inminente para la seguridad y salud de los trabajadores, disponer la paralización de tajos o, en su caso, de la totalidad de la obra.

Dará cuenta de este hecho a los efectos oportunos a la Inspección de Trabajo y Seguridad Social de la provincia en que se realiza la obra. Igualmente notificará al contratista, y en su caso a los subcontratistas y/o autónomos afectados de la paralización y a los representantes de los trabajadores.

XVIII. DERECHOS DE LOS TRABAJADORES.

Los contratistas y subcontratistas deberán garantizar que los trabajadores reciban una información adecuada y comprensible de todas las medidas que hayan de adoptarse en lo que se refiere a su seguridad y su salud en la obra.

Una copia del Plan de Seguridad y Salud y de sus posibles modificaciones, a los efectos de su conocimiento y seguimiento, será facilitada por el contratista a los representantes de los trabajadores en el centro de trabajo.

XIX. DISPOSICIONES MINIMAS DE SEGURIDAD Y SALUD QUE DEBEN APLICARSE EN LAS OBRAS.

Las obligaciones previstas en las tres partes del Anexo IV del R.D. 1.627/ 1.997, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, se aplicarán siempre que lo exijan las características de la obra o de la actividad, las circunstancias o cualquier riesgo.

XX. PLAN DE SEGURIDAD Y SALUD.

Corresponde al contratista elaborar un PLAN DE SEGURIDAD Y SALUD en el que se estudien, desarrollen y cumplimenten las medidas y medios de seguridad que se tienen previsto aplicar en esta obra.

Durante la ejecución de la obra, este podrá ser modificado por el contratista en función del proceso de ejecución de la misma, de la evolución de los trabajos y de las posibles incidencias o modificaciones que puedan surgir a lo largo de la obra, pero siempre con la aprobación expresa del coordinador en materia de seguridad y salud.

Quienes intervengan en la ejecución de la obra, así como las personas u órganos con responsabilidades en materia de prevención en las empresas intervinientes en la misma y los representantes de los trabajadores, podrán presentar por escrito y de manera razonada, las sugerencias y alternativas que estimen oportunas; por lo que el plan de seguridad y salud estará en la obra a disposición permanentemente de los antedichos, así como de la Dirección Facultativa.

XXI. PLAN DE EMERGENCIA DE LA OBRA.

plan de actuación ante emergencias en la obra responsables del plan de emergencia de la obra

- Jefe de obra
- Los encargados de obra
- Recursos preventivos
- Encargados de seguridad
- Cuantas personas fueran necesarias en cada caso

TELÉFONO DE EMERGENCIA: 112

1. Objeto:

La presente guía tiene por objeto establecer cual es la actuación más eficaz para solventar una situación de emergencia, para garantizar la evacuación y la intervención inmediata ante situaciones de peligro y/o accidentes con daños graves a personas durante el tiempo que dure la obra.

2. Situaciones de emergencia:

Las situaciones de emergencia que pueden presentarse durante el desarrollo de la obra son diversas, no obstante las que se consideran más probables son las siguientes:

- Áreas de difícil acceso
- Aplastamiento o atropello por vehículo, maquinaria u objeto
- Caídas de altura
- Espacios confinados
- Desprendimientos
- Incendios

3. Organización de la respuesta:

La coordinación de la emergencia será dirigida por los responsables del plan de emergencia de la obra.

4. Clasificación de las emergencias:

En función de la gravedad de las consecuencias posibles, las emergencias se clasifican en:

- 1.- Conato: situación que puede ser neutralizada por el personal presente en la obra con los medios disponibles en el lugar del incidente.
- 2.- Emergencia parcial: situación de emergencia que no puede ser neutralizada de inmediato y obliga al personal presente a solicitar la ayuda del personal de la obra.
- 3.- Emergencia general: situación de emergencia que supera la capacidad de los medios humanos y equipos establecidos en la obra y que obliga a solicitar ayuda al exterior. La emergencia general puede desembocar en una evacuación general de la obra.

5. Material necesario para la actuación:

Botiquín de primeros auxilios

Información de procedimientos y centro de emergencia y asistenciales

Extintor de polvo polivalente

6. Procedimiento general de actuación:

¿Qué debe hacer quién descubre la emergencia?

Ante todo **MANTENER LA CALMA** y no contribuir a aumentar el pánico.

7. Normas generales de comportamiento ante un incendio:

Si descubre un incendio:

- Póngalo en conocimiento del **ENCARGADO** o **RESPONSABLE SUPERIOR**.

- Conserve la calma y actúe con rapidez.
- Si es un fuego pequeño, intente sofocarlo con los medios disponibles.
- No extinga un fuego solo, sin haber comunicado previamente su existencia.
- Ataque al incendio situándose siempre entre la salida y el fuego.
- No corra riesgos innecesarios.
- Si está seguro de que no queda nadie atrás cierre sin llave todas las puertas que encuentre por el camino de evacuación. Cierre todas las ventanas que pueda.

8. Plan de actuación frente a emergencias médicas:

Siempre que acontezca una emergencia médica, se actuará de la siguiente manera:

- Si se trata de un accidente menor que la persona encargada de los primeros auxilios pueda solucionar, éste realizará las primeras curas con el fin de minimizar las consecuencias (pequeños vendajes, inmovilizaciones, compresiones en caso de hemorragia, etc...)
- Si fuera necesaria la actuación de personal sanitario cualificado, se acompañará al accidentado al centro de salud más próximo o al centro médico concertado por una mutua, con vehículos propios, transporte público o ambulancia en función de la gravedad.

QUEMADURAS

- Toda quemadura requiere atención médica excepto si se trata de una quemadura superficial con una superficie menor de 2 cm
- Si la quemadura es extensa, cubrirla colocando la zona afectada bajo un chorro de agua fría durante 10 minutos. No aplicar ningún producto comercial o caseros sobre la quemadura. Si la quemadura es extensa, cubrirla con toallas, pañuelos, sábanas que estén limpias y trasladarla urgentemente a un centro sanitario.
- Si se trata de una quemadura por productos químicos o líquidos hirvientes, quitar inmediatamente las ropas impregnadas.

CUERPOS EXTRAÑOS EN LOS OJOS

- Lavado ocular con suero fisiológico o en su defecto, agua abundante.
- Nunca frotar ni echar colirio.

-
- Nunca se debe tratar de sacar nada que parezca estar enclavado o incrustado en la superficie del ojo, se debe cubrir el ojo con un propósito estéril y trasladarlo a un centro sanitario.

FRACTURAS

- Ante la duda actuar como si la hubiera.
- No mover al accidentado sin antes no inmovilizar la fractura.
- Se inmovilizará la fractura en la misma posición en la que la hemos encontrado, abarcando al hueso o huesos rotos y las articulaciones adyacentes.
- Si la fractura es abierta, cubrirla con apósitos estériles antes de inmovilizarlas
- Sospechamos fractura de la columna vertebral, no se puede mover al accidentado
- Trasladar de inmediato.

LUXACIONES Y ESGUINCES

- Inmovilizar la zona mediante vendaje compresivo o cabestrillo.
- Si la lesión tiene menos de ocho horas, aplicar frío.
- Mantener en reposo y elevar la zona afectada.
- Acudir a un centro sanitario.

HERIDAS

- Si la hemorragia es sangrante, presionar directamente sobre la herida para detener la hemorragia.
- Lavarse cuidadosamente las manos para limpiar la herida.
- Limpiar la herida con suero fisiológico si es posible, secándola con gasas desde el centro a la periferia. Pincelarla con un antiséptico no coloreado.
- No olvidar las vacunaciones preventivas después del suceso (Tétanos).
- No utilizar nunca encima de las heridas algodón, o servilletas de papel, yodo, alcohol o lejía.

ELECTROCUCIONES

- Aplicar las medidas básicas de reanimación y trasladar al accidentado al hospital más cercano.

HEMORRAGIAS

- Aplicar presión con la mano directamente sobre la herida de forma constante durante 10 minutos y conseguir ayuda médica.

PÉRDIDA DE CONSCIENCIA

- Colocar al accidentado tumbado en el suelo boca arriba, con la cabeza ladeada y las piernas elevadas, mantener en reposo absoluto, aflojando cualquier prenda de vestir que le oprima y nunca dar de comer ni beber a una persona inconsciente.

CONVULSIONES

- No tratar de sujetar a la persona.
- Apartar los objetos de alrededor para evitar lesiones.

9. Botiquín:

La obra contará con los suficientes botiquines para realizar los primeros auxilios en caso de accidente, conteniendo el material necesario y revisando periódicamente que dichos botiquines contienen todo el material sanitario en las debidas condiciones, efectuando su reposición de forma inmediata si fuera necesario. El contenido mínimo será:

- Desinfectantes y antisépticos autorizados.
- Gasa estériles.
- Algodón hidrófilo.
- Venda.
- Esparadrapo.
- Apósitos adhesivos.
- Tijeras.
- Pinzas.
- Guantes desechables.

10. Punto de encuentro en caso de evacuación:

El punto de encuentro en caso de evacuación, será frente a la entrada de la obra.

XXII. RECURSOS PREVENTIVOS.

Según Ley 54/2003, de 12 de diciembre, de reforma del marco normativo de la prevención de riesgos laborales:

Art. 32 bis. Presencia de los recursos preventivos,

1. La presencia en el centro de trabajo de los recursos preventivos, cualquiera que sea la modalidad de organización de dichos recursos, será necesaria en los siguientes casos:

a) Cuando los riesgos puedan verse agravados o modificados en el desarrollo del proceso o la actividad, por la concurrencia de operaciones diversas que se desarrollan sucesiva o simultáneamente y que hagan preciso el control de la correcta aplicación de los métodos de trabajo.

b) Cuando se realicen actividades o procesos que reglamentariamente sean considerados como peligrosos o con riesgos especiales.

c) Cuando la necesidad de dicha presencia sea requerida por la Inspección de Trabajo y Seguridad Social, si las circunstancias del caso así lo exigieran debido a las condiciones de trabajo detectadas.

2. Se consideran recursos preventivos, a los que el empresario podrá asignar la presencia, los siguientes:

a) Uno o varios trabajadores designados de la empresa.

b) Uno o varios miembros del servicio de prevención propio de la empresa.

c) Uno o varios miembros del o los servicios de prevención ajenos concertados por la empresa.

Cuando la presencia sea realizada por diferentes recursos preventivos éstos deberán colaborar entre sí.

3. Los recursos preventivos a que se refiere el apartado anterior deberán tener la capacidad suficiente, disponer de los medios necesarios y ser suficientes en número para vigilar el cumplimiento de las actividades preventivas, debiendo permanecer en el centro de trabajo durante el tiempo en que se mantenga la situación que determine su presencia.

4. No obstante lo señalado en los apartados anteriores, el empresario podrá asignar la presencia de forma expresa a uno o varios trabajadores de la empresa que, sin formar parte del servicio de prevención propio ni ser trabajadores designados, reúnan los conocimientos, la cualificación y la experiencia necesarios en las actividades o procesos a

que se refiere el apartado 1 y cuenten con la formación preventiva correspondiente, como mínimo, a las funciones del nivel básico.

En este supuesto, tales trabajadores deberán mantener la necesaria colaboración con los recursos preventivos del empresario.

Disposición decimocuarta. Presencia de recursos preventivos en las obras de construcción.

1. Lo dispuesto en el artículo 32 bis de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales será de aplicación en las obras de construcción reguladas por el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, con las siguientes especialidades:

- a) La preceptiva presencia de recursos preventivos se aplicará a cada contratista.
- b) En el supuesto previsto en el apartado 1, párrafo a), del artículo 32 bis, la presencia de los recursos preventivos de cada contratista será necesaria cuando, durante la obra, se desarrollen trabajos con riesgos especiales, tal y como se definen en el citado real decreto.
- c) La preceptiva presencia de recursos preventivos tendrá como objeto vigilar el cumplimiento de las medidas incluidas en el plan de seguridad y salud en el trabajo y comprobar la eficacia de éstas.

2. Lo dispuesto en el apartado anterior se entiende sin perjuicio de las obligaciones del coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra.

Según RD 604/2006 por el que se modifican el RD 39/1997 y el RD 1627/1997, el Plan de Seguridad y Salud determinará la forma de llevar a cabo la presencia de los recursos preventivos, por lo que se pasa a describir esta exigencia:

Analizando la legislación vigente y el Criterio Técnico 39/2004 sobre presencia de Recursos Preventivos a requerimiento de la Inspección de Trabajo y Seguridad Social se ha decidido que en esta obra se nombrará a los suficientes Recursos Preventivos (técnicos intermedios o superiores en materia de prevención de riesgos laborales) y Colaboradores de los Recursos Preventivos (trabajadores que dispongan del curso básico en materia de prevención de riesgos laborales), de manera que siempre permanezca alguno de ellos mientras duren los trabajos que lo requieran que se describen a continuación:

listado indicativo de actividades, operaciones y procesos que dan lugar a la presencia de recursos preventivos.

TRABAJOS CON RIESGO DE CAIDA DE ALTURA

- En los trabajos, operaciones y procesos con riesgo de caída de altura de hasta 6 m, o cuando, siendo la altura inferior a 6 m pero superior a 2 m, la protección de un trabajador no pueda ser asegurada totalmente sino mediante la utilización de un cinturón de seguridad.

APARATOS Y MAQUINARIA DE OBRA

- Cuando durante el uso de las plataformas elevadoras autopropulsadas sea necesario el abandono de la plataforma, estando ésta elevada, o sea necesario subirse a la barandilla, de manera que exista riesgo de caída a distinto nivel en cuyo caso se aplicará el primer apartado, trabajos con riesgo de caída de altura.

ELECTRICIDAD

- Trabajos en los que se realicen movimientos o desplazamientos de equipos o materiales en proximidad a líneas aéreas, subterráneas u otras instalaciones eléctricas.

XXIII. CONCLUSIONES.

Se considera que con lo aportado en el presente Estudio de Seguridad y Salud, se cumple con la normativa vigente en la materia.

ÍNDICE

7.	MANTENIMIENTO DE LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA	
I.	MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE PLACAS SOLARES-----	175
II.	MANTENIMIENTO NO PREVENTIVO -----	179

7. MANTENIMIENTO DE LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA

Los parques solares fotovoltaicos se encuentran constantemente sometidos a agentes externos y a cambios de temperatura que afectan tanto a los paneles como a las conexiones eléctricas que las integran. Por todo ello, es importante gozar de un buen mantenimiento de las instalaciones.

Un correcto mantenimiento ayuda a garantizar la mayor vida útil de la instalación. Se alarga la vida útil de la instalación de paneles solares, ya que todos los componentes se mantendrán en buen estado y funcionando correctamente y se mantiene estable la eficiencia energética y el rendimiento de la instalación

La realidad pone de manifiesto que los sistemas fotovoltaicos tienen muy pocas averías, siempre que la instalación se ha realizado correctamente y si se realiza un mantenimiento preventivo y correctivo adecuado.

una serie de aspectos que deben ser tomados en consideración a la hora de hacer un correcto mantenimiento.

Se diferencian, a grandes rasgos, dos tipos de mantenimiento de plantas fotovoltaicas:

- Mantenimiento fotovoltaico preventivo
- Mantenimiento fotovoltaico no preventivo

I.MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE PLACAS SOLARES

Este tipo de **mantenimiento de paneles solares**, al menos gran parte del mismo, se puede llevar a cabo por personal no especializado.

Este mantenimiento preventivo tiene como primer objetivo minimizar las consecuencias de las averías de la planta fotovoltaica, logrando prevenir los incidentes antes de que ocurran. Este plan de mantenimiento permite detectar fallos repetitivos, aumentar la vida útil de equipos y disminuir coste de reparaciones, entre otras grandes ventajas.

Son una serie de actividades fundamentales que podemos resumir en las siguientes directrices:

Inspección visual de los paneles fotovoltaicos.

Además de la limpieza del campo fotovoltaico mencionada en primera instancia, también se deberá realizar una inspección visual de los paneles en búsqueda de anomalías.

Mantenimiento del sistema de generación:

Retirar, una vez al mes, cualquier tipo de objeto, suciedad, etc, que pueda afectar a la correcta producción de los paneles solares, es decir, excrementos de aves o nieve serían un ejemplo. Para ello, es fundamental que la instalación de los paneles se haya hecho correctamente para evitar, en la medida de lo posible, no tener que caminar sobre los paneles solares por sus consecuencias negativas.

Las labores de limpieza de los paneles se realizarán con la periodicidad establecida y siempre después de una lluvia de barro o gran nevada. La limpieza puede realizar con agua pero sin utilizar aditivos que puedan dañar las placas, ni instrumentos metálicos.

También es necesario que se haga fuera de las horas centrales del día, para evitar cambios bruscos de temperatura entre el agua y el panel.

El polvo acumulado o los restos de polución también deben ser eliminados en la medida de lo posible, ya que disminuirá la corriente eléctrica generada y si perduran en el tiempo podrían generar puntos calientes.

En cualquiera de las operaciones descritas, no se emplearán métodos que puedan rayar o estropear las placas solares, por lo que se desaconseja el uso de estropajos o productos abrasivos y es recomendable el uso de agua y un trapo, sin más complicaciones.

Inspección visual de posibles degradaciones en los paneles solares:

Se controlará que ninguna célula se encuentre en mal estado (cristal de protección roto, normalmente debido a acciones externas). Se comprobará que el marco del módulo se encuentra en correctas condiciones (ausencia de deformaciones o roturas). Es recomendable realizar la inspección cada 2 meses y siempre vigilar la calidad de los paneles solares.

Comprobación de la estructura soporte de los paneles:

La estructura soporte de los paneles fotovoltaicos está fabricada íntegramente con perfiles de aluminio y tornillería de acero inoxidable, por lo que no requieren mantenimiento anticorrosivo.

El mantenimiento de estas se aconseja realizarla cada seis-doce meses y consistirá en:

- Comprobación de posibles degradaciones (deformaciones, grietas, etc).

-
- Comprobación del estado de fijación de la estructura a cubierta. Se controlará que la tornillería se encuentra correctamente apretada, controlando el par de apriete si es necesario. Si algún elemento de fijación presenta síntomas de defectos, se sustituirá por otro nuevo.
 - Comprobación de la estanqueidad de la cubierta. Consiste básicamente en cerciorarse de que todas las juntas se encuentran correctamente selladas, reparándolas en caso necesario.
 - Comprobación del estado de fijación de módulos a la estructura. Operación análoga a la fijación de la estructura soporte a la cubierta.
 - Comprobar la puesta a tierra de la instalación fotovoltaica y la resistencia de paso al potencial de tierra.

Revisión del buen funcionamiento de los inversores:

Los inversores solares son uno de los equipos más delicados de la planta fotovoltaica, por lo que requieren un mantenimiento fotovoltaico más exhaustivo.

Las pautas de mantenimiento que a continuación se enumeran son válidas para el emplazamiento en el interior de un inmueble sometido a rangos de temperatura normales (0-40°C a la sombra).

Los trabajos de mantenimiento para los inversores solares son los siguientes:

A realizar al menos una vez al mes:

- Lectura de los datos archivados y de la memoria de fallos.

A realizar al menos una vez cada seis meses:

- Limpieza o recambio de las esteras de los filtros de entrada de aire.
- Limpieza de las rejillas protectoras en las entradas y salidas de aire.

A realizar al menos una vez al año:

- Limpieza del disipador de calor del componente de potencia.
- Comprobar cubiertas y funcionamiento de bloqueos.

- Inspección de polvo, suciedad, humedad y filtraciones de agua en el interior del armario de distribución y del resistor EVR.
- Si es necesario, limpiar el inversor y tomar las medidas pertinentes.
- Revisar la firmeza de todas las conexiones del cableado eléctrico y, dado el caso, apretarlas.
- Comprobar si el aislamiento o los bornes presentan decoloración o alteraciones de otro tipo. En caso necesario cambiar las conexiones deterioradas o los elementos de conexión oxidados.
- Comprobar la temperatura de conexiones mediante termografía infrarroja. En caso de que alguna conexión aparentemente correcta alcance una temperatura por encima de 60 °C, se medirá la tensión e intensidad de la misma, controlando que está dentro de los valores normales. Si es necesario, sustituir dicha conexión.
- Inspeccionar y, dado el caso, reponer las etiquetas de indicación de advertencia.
- Comprobar el funcionamiento de los ventiladores y atender a ruidos. Los ventiladores pueden ser encendidos si se ajustan los termostatos o durante el funcionamiento.
- Intervalos de sustitución preventiva de componentes (ventiladores, calefacción).
- Verificar el envejecimiento de los descargadores de sobretensión y, dado el caso, cambiarlos.
- Revisión de funcionamiento de la monitorización de aislamiento / GFDI
Comprobar el funcionamiento y la señalización.
- Inspección visual de los fusibles y seccionadores existentes y, dado el caso, engrase de los contactos.
- Revisión de funcionamiento de los dispositivos de protección:
 - Interruptores de protección de la corriente de defecto.
 - Interruptores automáticos.

-
- Interruptores de potencia.
 - Interruptores de protección de motores por accionamiento manual o mediante la tecla de control (si existe).
 - Revisión de las tensiones de mando y auxiliares de 230 V y 24 V
 - Comprobación de funcionamiento de la parada de emergencia
 - Control de la función de sobre temperatura y revisar el funcionamiento del circuito de seguridad de esta función.

II.MANTENIMIENTO NO PREVENTIVO

Este mantenimiento en instalaciones de placas solares es recomendable que sea llevado a cabo por personal cualificado, como un instalador de placas solares, o al menos, con conocimientos amplios sobre sistemas eléctricos.

Pero lo más recomendable es que lo lleve a cabo alguien con experiencia en instalaciones fotovoltaicas.

Debido a que algunas de estas operaciones de mantenimiento pueden suponer la interrupción del suministro eléctrico, el usuario deberá ser informado con la suficiente antelación por parte del personal de mantenimiento.

Las comprobaciones, no preventivas, habituales que deben llevarse a cabo en instalaciones de placas solares son:

Mantenimiento del sistema de generación (paneles solares):

El **mantenimiento de las placas solares** se realizará, al menos, una vez al año cuando todos los módulos solares estén ya montados y conectados.

Se debe realizar durante las horas centrales del día para evitar sombras y para que la corriente producida sea lo suficientemente elevada.

Además de comprobar el estado y la estanqueidad de las cajas de conexión de los paneles, también debemos controlar la tensión a circuito abierto (V_{oc}) y la corriente de cortocircuito (I_{sc}).

- *Medición de la tensión a circuito abierto:* Se realizará a la salida del campo fotovoltaico, en la caja principal de conexiones mediante la utilización de un

voltímetro. Si el sistema fotovoltaico está conectado a un regulador, antes de comenzar a medir la tensión, conviene comprobar que el campo está desconectado del regulador. La tensión a circuito abierto total (Voc-total) será: $Voc\text{-total} = N^{\circ} \text{ Paneles} \times Voc\text{-modulo}$

- *Medición de la corriente de cortocircuito:* Se efectuará en la caja principal de conexiones del campo fotovoltaico. Sin embargo, en este caso, no será necesario que el sistema fotovoltaico esté desconectado del regulador. Para determinar la corriente de cortocircuito, correspondiente al nivel de intensidad incidente en los paneles, previamente habrá que verificar que se está recibiendo dicha intensidad, pues la corriente puede diferir enormemente dependiendo de la irradiación en cada momento. La corriente de cortocircuito total (Isc-total) será: $Isc\text{-total} = N^{\circ} \text{ Filas módulos en paralelo} \times Isc\text{-modulo}$

Para medir la corriente de cortocircuito se nos pueden presentar dos situaciones:

1. Cuando la corriente de cortocircuito sea baja (de unos 10A), la medición se podrá hacer con un simple polímetro, colocando las sondas sobre los terminales de la caja principal de conexiones.
2. Cuando la corriente de cortocircuito es mayor que la capacidad del polímetro entonces habrá que usar una pinza amperimétrica.

En el caso 2, donde se hará necesario el uso de una pinza amperimétrica, podemos encontrarnos con:

- En instalaciones con tensión a circuito abierto dentro del rango de seguridad, se conecta un cable de sección adecuada entre los terminales de la caja principal de conexiones y se coloca la pinza en este cable.
- En instalaciones con elevado valor de tensión a circuito abierto y/o corrientes de cortocircuito, se colocará un interruptor entre los terminales de la caja de conexiones que deberá permanecer abierto en condiciones de funcionamiento. Cuando se vaya a medir se cerrará el interruptor y se colocará la pinza amperimétrica en uno de los cables conectados al interruptor.

Caídas de tensión en los distintos circuitos.

La comprobación de estas caídas de tensión es uno de los mejores indicadores del buen funcionamiento de la instalación fotovoltaica.

Esta comprobación deberá realizarse cuando por el circuito circule, aproximadamente, la máxima corriente de funcionamiento y debe estar dentro de los rangos calculados en el momento que se hizo el diseño de la instalación.

Los puntos de comprobación de cada uno de los circuitos son:

- Circuito paneles-controlador de carga, o paneles-inversor. Los puntos de prueba serán los terminales de la caja principal de conexiones del campo FV y los terminales del regulador (si lo hubiera) o inversor.
- Circuito controlador-batería. Los puntos de prueba serán los terminales correspondientes a este circuito y los terminales positivo y negativo de las baterías más alejadas eléctricamente del regulador de carga.
- Circuito baterías-inversor. Los puntos de prueba serán los terminales de entrada del inversor y los terminales positivos y negativos de las baterías solares más alejadas eléctricamente del inversor.
- Circuitos de consumo. No suele realizarse esta comprobación.

Mantenimiento del cuadro general de distribución:

Cada cinco años se comprobarán los dispositivos de protección contra cortocircuitos, contactos indirectos y directos, así como sus intensidades nominales en relación con la sección de los conductores que protege.

Mantenimiento de la instalación interior:

Cada cinco años se comprobará el aislamiento de la instalación interior, que entre cada conductor de tierra y entre cada dos conductores, no deberá ser inferior de 250.000 Ohmios.

Mantenimiento de la puesta a tierra de la instalación fotovoltaica:

Cada dos años y en la época en que el terreno esté más seco, se medirá la resistencia tierra y se comprobará que no sobrepase el valor prefijado, así mismo se comprobará, mediante

inspección visual, el estado frente a la corrosión de la conexión de la barra de puesta a tierra, con la arqueta y la continuidad de la línea que las une.

Durante la fase de realización de la instalación fotovoltaica, así como durante el mantenimiento de esta, los trabajos se deben realizar sin tensión en las líneas, verificándose esta circunstancia mediante un comprobador de tensión.

Es recomendable que en el lugar de trabajo se encuentren siempre un mínimo de dos operarios, utilizándose herramientas aisladas y guantes aislantes. Cuando sea preciso el uso de aparatos o herramientas eléctricas, éstas deberán de estar dotadas de aislamiento clase II (como mínimo).

8. PLAN DE RESTAURACIÓN

El Reglamento de Suelo Rústico de la Ley 2/1998 aprobado por Decreto 242/2004, de 27 de julio, en su artículo 38.3º indica que la calificación debe:

“Establecer el plan de restauración o de obras y trabajos para la corrección de los efectos derivados de las actividades o usos desarrollados y la reposición de los terrenos a determinado estado, que deberá ser ejecutado al término de dichas actividades o usos y, en todo caso, una vez caducada la licencia municipal y la calificación que le sirva de soporte. Este plan sólo procederá en los casos de instalaciones y actividades extractivas y mineras; depósito de materiales, almacenamiento de maquinaria y estacionamiento de vehículos; y equipamientos colectivos e instalaciones o establecimientos industriales y terciarios.”

1. La restauración del medio a su estado inicial después de la vida útil de la unidad de suministro se basa fundamentalmente en los siguientes conceptos:

Equipamiento e instalaciones técnicas. Todas las instalaciones y maquinaria que intervienen en el proceso productivo se desmantelarán y se desarrollará un proceso de aprovechamiento de todas ellas por empresas especializadas. Se destacan las siguientes fases:

Las cimentaciones y soleras realizadas en hormigón armado serán demolidas en su totalidad, llevándose los restos a escombreras y vertederos autorizados.

Estructuras. Las estructuras metálicas que se monten, podrán ser desmanteladas, estudiándose la posibilidad de su implantación en otros lugares o su correcta gestión a través de gestores autorizados para estos residuos.

Cerramientos. Todas las obras de albañilería serán demolidas, llevando los escombros a vertederos o escombreras autorizadas.

Firmes flexibles y rígidos: Se levantarán todos los firmes y solados de la zona de actuación llevando los escombros a vertederos autorizado, las partes que pudieran estar contaminadas serán gestionados como residuos peligrosos.

Instalaciones: Se desconectarán desde el servicio o red al que estén conectadas y se levantarán las instalaciones, eléctricas, de seguridad, de saneamiento, etc, retirando los tubos, cables, plásticos, y en general todo material reciclable se recogerá para posteriormente depositarlos en el punto limpio municipal. En especial se tendrá cuidado

con los materiales plásticos, por lo que recogerán en contenedores independientes, y se depositarán en centros de recogida, para su posterior reciclado.

2. Para mantener las condiciones existentes en el terreno y en el entorno antes de la implantación de la actividad, se realizarán las siguientes actuaciones de restauración:

- se ha preparado unas instrucciones de mantenimiento de los terrenos de esta instalación que pudieran verse afectados en el desarrollo de la actividad.

El criterio fundamental para coordinar las labores de restauración será para que ésta sea lo más rápida posible, con el fin de que las zonas afectadas por la misma estén el mínimo tiempo posible sin vegetación. Como norma general, las zonas desmontadas, en las que ya se haya concluido la actividad, no permanecerán más de seis meses sin comenzar las labores de preparación del suelo para la revegetación.

Cuando acabe la vida útil de esta planta generadora fotovoltaica o cese su actividad por intereses comerciales del titular, se procederá a la REPOSICIÓN DEL TERRENO a las cotas iniciales para su uso agrícola, de modo que:

- Se demolerán las edificaciones existentes, es decir la caseta de control y el centro de transformación, así como las arquetas de obra existentes para las canalizaciones subterráneas.

La demolición se realizará procediendo elemento a elemento, con maquinaria ya se dispone de los espacios necesarios. Como norma prioritaria, está establecido que el orden de los trabajos de demolición se efectuará, en general, de arriba hacia abajo, es decir, el inverso al de construcción lógica del edificio, de tal forma que la demolición se realice prácticamente al mismo nivel, sin que haya personas situadas en la misma vertical ni en la proximidad de elementos que se abaten o vuelquen.

Se eliminarán previamente los elementos que puedan perturbar el desescombrado. Los elementos resistentes se demolerán, en general, en el orden inverso al seguido para su construcción con las siguientes normas básicas:

- Aligerando la carga que gravitan en los elementos antes de demolerlos.
- Contrarrestando y/o acumulado las componentes horizontales de arcos y bóvedas.
- Demoliendo las estructuras hiperestáticas en el orden que impliquen menores flechas, giros y desplazamientos.

- Manteniendo e introduciendo los arriostramientos necesarios.

Los trabajos previos obligados a realizar y en este orden, de manera esquemática, serán los siguientes:

- Anulación de las instalaciones existentes.
 - Apeos y apuntalamientos necesarios para apea la edificación.
 - Instalación de andamios tubulares.
 - Instalación de medidas de protección colectiva.
 - Retirada de los materiales de derribo que sean aprovechables.
- Mediante la maquinaria agrícola, se labrarán los terrenos afectados en los accesos de vehículos hasta cada apoyo. Además, se extenderá la tierra sobrante de la excavación de los pozos y vaciados.

- Se repararán los caminos y accesos en todo el recorrido de la actividad.

El orden temporal que adoptarán las labores de restauración está íntimamente relacionado con el desmontaje de la planta fotovoltaica por lo que no se pueden establecer, a priori, unos plazos exactos, ya que dependen de los factores técnico-económicos del mercado.

Se incluirán las medidas preventivas y correctoras de reutilización, valoración o eliminación de los residuos de construcción y demolición procedentes de la obra. Se definirá y propondrá la aplicación de las mejores técnicas y procedimientos existentes para el aprovechamiento de los residuos que nos ocupan, y en su caso, minimizar su volumen y peso a fin de evitar los efectos adversos sobre el entorno de los materiales finalmente sobrantes. Se realizará un análisis sobre la posible utilización de los materiales del proyecto al final de su vida útil, procedentes del desmantelamiento de las instalaciones y sus elementos accesorios. A continuación se recogen algunas consideraciones genéricas respecto al reaprovechamiento y valorización de distintos materiales de obra.

Materiales procedentes de la demolición de obras

Serán los restos de ladrillo, hormigón y productos cerámicos obtenidos durante las actividades de demolición, tanto en fase de construcción como de desmantelamiento, al final de la vida útil de las instalaciones. Estos materiales son potencialmente reciclables como material drenante, y servir como áridos para hormigones o pavimentos (tierra batida) en otras obras.

Para su salida al exterior será necesario recoger los restos que se generen y almacenarlos en contenedores separados con el resto de residuos pétreos. Las piezas de mayor tamaño serán reutilizadas con mayor facilidad, pudiendo proceder a su trituración y posible empleo en fábrica para la producción del material en el caso de ladrillos y productos cerámicos.

Hormigón armado

Se trata de un material compuesto por acero corrugado inmerso en una matriz de hormigón, y como tal podrá ser descompuesto al final de su vida útil en sus elementos constitutivos. El hormigón es potencialmente reciclable al 100%, pudiéndose utilizar como material de relleno, subbase o árido para hormigones en otras obras. Por otra parte, el acero es un material con un alto porcentaje de reciclabilidad. El acero comercial ya contiene un 20% de material reciclado. Para dar salida al exterior al acero será necesario recoger, apilar y almacenar los restos generados durante las actividades de demolición, tanto en fase de construcción como de desmantelamiento, en un contenedor específico de metales.

Hormigón

Como ya se ha indicado anteriormente, el hormigón es un material reciclable al 100% que puede tener utilización posterior como material de relleno, de subbase o como árido para hormigones

Acero

El acero es altamente reciclable, lo que permite disminuir el impacto ambiental del material, ya que esta operación consume menos energía que la primera fundición y evita la explotación de recursos y ocupación de espacio en contenedores. El acero comercial ya contiene un 20% de material reciclado.

Materiales metálicos conformados

Son altamente reutilizables como producto conformado, por lo que se procederá a su recogida, apilado y almacenaje. A continuación, se indicará en éste capítulo, las medidas de adecuación ambiental de tipo protector asociadas a la reutilización, puesta en valor y de eliminación a aplicar para el resguardo y protección del medio ambiente.

La estimación inicial de los RCDs, debido a la carencia de datos fiables y precisos actuales de generación de RCDs, deberán ser ajustados y concordados en las liquidaciones finales de obra con el Poseedor de residuos.

ÍNDICE

9. PRESUPUESTO

I.	OBRAS Y ACONDICIONAMIENTO DE LA PARCELA-----	189
II.	INSTALACIÓN DE ALTA TENSIÓN-----	190
III.	EQUIPOS-----	194
IV.	INSTALACIÓN DE BAJA TENSIÓN-----	195
V.	INSTALACIONES AUXILIARES-----	200
VI.	SEGURIDAD Y SALUD-----	202

9. PRESUPUESTO

Para el posterior estudio de viabilidad económica es necesario realizar un presupuesto que incluya los gastos iniciales de la instalación para su construcción y su puesta en marcha. Para ello se ha utilizado el programa ZYPE Arquímedes que guarda en su base de datos los precios estándares para las diversas actividad y elementos que se requieran. Este presupuesto se ha desglosado en sies partes que incluyen en si mismo la obra civil necesaria, así como los elementos y materiales necesarios para su la construcción.

Por lo tanto, los gastos de la inversión inicial del proyecto ascienden a 7965849,75€

A esto hay que añadirle el precio del alquiler de la parcela la cual, tras contactar con el dueño, se ha llegado al acuerdo de un contrato que estipule un arrendamiento durante 25 años, siendo este ampliable hasta los 30 años. Con un precio de alquiler de 1100€ hectárea, lo cual eso deja en unos costes de 38115€ anuales de alquiler haciendo un total en los 25 años de 952875€

Por lo tanto, la inversión requerida para el primer año que recoge la inversión inicial y el primer año de alquiler es de 8003964,75€

Presupuesto parcial nº 1 OBRAS Y ACONDICIONAMIENTO DE PARCELA

Nº	Ud Descripción	Medición			Precio	Importe	
1.1	M Cercado de 2,00 m de altura realizado con malla simple torsión galvanizada en caliente, de trama 50/14 y postes de tubo de acero galvanizado por inmersión de 42 mm de diámetro, p.p. de postes de esquina, jabalones, tornapuntas, tensores, grupillas y accesorios, montada i/replanteo y recibido de postes con hormigón HM-20/P/20/l de central.						
		Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
		1	3.190,000			3.190,000	
						3.190,000	3.190,000
		Total m:			3.190,000	10,96	34.962,40
1.2	M2 Desbroce y limpieza superficial del terreno por medios mecánicos de hasta 10 cm de profundidad media, con carga y extendido por parcelas anexas, incluida parte proporcional de medios auxiliares.						
		Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
		1	677.000,000			677.000,000	
						677.000,000	677.000,000
		Total m2:			677.000,000	0,21	142.170,00
1.3	M3 Excavación en zanjas de instalaciones, en terrenos de consistencia floja por medios mecánicos, con extracción de tierras a los bordes. Incluida parte proporcional de medios auxiliares. Según CTE-DB-HS.						
		Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
		1	884,000	0,400	0,800	282,880	
		1	222,000	0,400	0,800	71,040	
		2	210,000	0,400	0,800	134,400	
		1	175,000	0,400	0,800	56,000	
		1	155,000	0,400	0,800	49,600	
		1	83,000	0,400	0,800	26,560	
		7	660,000	0,400	0,800	1.478,400	
		1	12,000	0,400	1,000	4,800	
						2.103,680	2.103,680
		Total m3:			2.103,680	31,93	67.170,50
1.4	Ud Seguidor solar formado por estructura metálica horizontal con seguimiento a 1 eje con 120º de rango de rotación para 2 filas de marca Soltec modelo Single Axis Tracker con L=40,1 m y 3,95 m de altura, formada por perfiles metálicos acero laminado del tipo S 235/275-JR galvanizados acorde a la norma UNE-EN ISO 1461, UNE-EN 14713, con conexiones atornilladas, ancladas con sistema de hincas sistema de tubos. Totalmente montado y conectado.						
		Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
		7	38,000			266,000	
						266,000	266,000
		Total ud:			266,000	4.888,56	1.300.356,96
Total presupuesto parcial nº 1 OBRAS Y ACONDICIONAMIENTO DE PARCELA :						1.544.659,86	

Presupuesto parcial nº 2 ALTA TENSION

Nº	Ud Descripción	Medición	Precio	Importe
		1	1,000	
			1,000	1,000
	Total u	1,000	10.794,64	10.794,64

2.5.2 U Celda compacta de 3 funciones de línea, para corte y aislamiento integral SF6. Función de línea formada por interruptor seccionador de 3 posiciones (categoría E3), conexión - seccionamiento - doble puesta a tierra, de 24 kV de tensión nominal, 400 A de intensidad nominal, capacidad de cierre sobre cortocircuito 16kVA; con mando manual clase M1, indicador de presencia de tensión. Totalmente instalada y conexonada.

Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
1				1,000	
				1,000	1,000
	Total u	1,000	8.598,54	8.598,54	8.598,54

2.5.3 U Transformador de media a baja tensión de 50 kVA. de potencia, en baño de aceite, refrigeración natural, para interior, de las siguientes características: tensión primaria 25 kV., tensión secundaria 231/400 A., regulación +- 2,5% +- 5%; conexión DYn11; tensión de cortocircuito 4%. Según normas 20101 (CEI 76), CENELEC HD428, UNE 20138, UNESA 5201D. Equipado con termómetro de esfera de dos contactos y termostato, puentes de conexión entre módulo de protección y transformador realizado con cables de B.T. 20/25 kV. unipolares de 1x50 mm2 Al., terminales encausables en ambos extremos y rejilla de protección.

Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
1				1,000	
				1,000	1,000
	Total u	1,000	11.503,38	11.503,38	11.503,38

2.5.4 U Módulo de telecontrol, y telemando homologado por Iberdrola con mando manual, tres captore captativos de presencia de tensión de 24 kV. Con conexión GPRS y accesorios y pequeño material. Instalado.

Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
1				1,000	
				1,000	1,000
	Total u	1,000	3.203,96	3.203,96	3.203,96

2.5.5 U Redes de puesta a tierra de protección general, en el CPCM, de acuerdo con lo indicado en la MIE-RAT-13, y normas de Cía Suministradora, formada la primera de ellas por cable de cobre desnudo de 50 mm2 de sección y picas de tierra de acero cobrizado de 2 m. de longitud y 14 mm. de diámetro. Incluso material de conexión y fijación.

Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
1				1,000	
				1,000	1,000
	Total u	1,000	629,40	629,40	629,40

Total subcapítulo 2.5.- CENTRO SECCIONAMIENTO: 34.729,92

2.6.- CENTRO DE PROTECCION, CONTROL Y MEDIDA - CPCM

2.6.1 U Caseta prefabricada para centro de proteccion, control y medida de superficie y maniobra interior, de dimensiones exteriores 6080x2380x3045 mm y altura visible de 2585 mm. Formado por envolvente de hormigón armado monobloque (base y paredes) más cubierta amovible. Puertas individuales para acceso peatonal y para el transformador, delimitación del transformador mediante defensa de seguridad, foso de recogida de dieléctrico líquido, ventilación natural (clase 10), entrada y salida de cables de MT y BT, entrada auxiliar de acometida de BT en fachada, dos circuitos de tierras internos con dos cajas de seccionamiento de tierra (protección y servicio). Pintado con pintura acrílica rugosa de color blanco en las paredes y marrón en techos, puertas y rejillas. Incluso alumbrado normal y de emergencia, elementos de protección y señalización como: banquillo aislante, guantes de protección y placas de peligro de muerte en los transformadores y accesos al local. Conforme UNE 62271-202 y RU 1303 A. Totalmente montado, incluido la excavación, lecho de arena de 100 mm de espesor, posterior relleno y p.p de pequeño material, incluido montaje eléctrico.

Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
1				1,000	

Presupuesto parcial nº 2 ALTA TENSION

Nº	Ud Descripción	Medición	Precio	Importe		
			1,000	1,000		
	Total u	1,000	10.794,64	10.794,64		
2.6.2	U Módulo de remonte de cables de dimensiones 370 mm. de ancho, 1800 mm. de alto y 850 mm. de fondo, conteniendo en su interior, debidamente montados y conexiados, los siguientes aparatos y materiales: tres bornes atornillables tipo K400TB; tres conos difusores tipo 36MSC; cable seco de aluminio de 1x95 mm ² para 12/20 kV.; pletina de cobre de 30x3 mm. para puesta a tierra de la instalación. Pequeño material. Instalado.					
	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
	2				2,000	
					2,000	2,000
	Total u	2,000	1.981,52	3.963,04		
2.6.3	U Módulo de protección con interruptor automático, con aparellaje en dieléctrico de gas SF6, de 480 mm. de ancho, 1950 mm. de alto y 850 mm. de fondo, conteniendo en su interior debidamente montados y conexiados, los siguientes aparatos y materiales: un interruptor automático III en SF6, de 24 kV. de tensión nominal, 400 A. de intensidad nominal, y 12,5 kA. de intensidad de cortocircuito, mando manual con bobina de disparo asociada al relé de protección, y contactos auxiliares; un seccionador III con posiciones Conexión - Seccionamiento - Puesta a tierra, (conectado, desconectado, y puesta a tierra), de 24 kV. de tensión nominal, 400 A. de intensidad nominal, capacidad de cierre sobre cortocircuito de 40 kA. cresta, y capacidad de corte de 400 A. de apertura y cierre rápido, y mando manual; un relé de protección de 3F+N autoalimentado; tres transformadores de intensidad toroidales para protección de fases y homopolar; tres captadores de presencia de tensión de 24 kV.; embarrado para 400 A.; pletina de cobre de 30x3 mm. para puesta a tierra de la instalación. Accesorios y pequeño material. Instalado.					
	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
	1				1,000	
					1,000	1,000
	Total u	1,000	18.587,83	18.587,83		
2.6.4	U Módulo de medida para tres transformadores de tensión e intensidad, de 800 mm. de ancho, 1865 mm. de alto y 850 mm. de fondo, conteniendo en su interior debidamente montados y conexiados los siguientes aparatos y materiales: tres transformadores de tensión relación x/110 V., de 50 VA., en clase 0,5.; tres transformadores de intensidad relación x/5A de 15 VA., en clase 0,5; interconexión de potencia con módulos contiguos; pletina de cobre de 30x3 mm. para puesta a tierra de la instalación. Accesorios y pequeño material. Instalado.					
	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
	1				1,000	
					1,000	1,000
	Total u	1,000	8.211,44	8.211,44		
2.6.5	U Celda de línea con ref SM62EIM41 de Schneider Electric, para corte y aislamiento íntegro, con aparellaje en dieléctrico de gas SF6, de 370 mm. de ancho, 1800 mm. de alto y 850 mm. de fondo, conteniendo en su interior debidamente montados y conexiados, los siguientes aparatos y materiales: un interruptor III, con posiciones Conexión - Seccionamiento - Puesta a tierra, (conectado, desconectado, y puesta a tierra), de 24 kV de tensión nominal, 400 A. de intensidad nominal, capacidad de cierre sobre cortocircuito de 40 kA. cresta, y capacidad de corte de 400 A. y mando manual tipo B; tres captadores capacitivos de presencia de tensión de 24 kV.; embarrado para 400 A.; pletina de cobre de 30x3 mm. para puesta a tierra de la instalación. Accesorios y pequeño material. Instalado.					
	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
	7				7,000	
					7,000	7,000
	Total u	7,000	3.682,34	25.776,38		
2.6.6	U Armario para medida en alta tensión, en instalación interior o intemperie, formada por los siguientes elementos: envolvente de poliéster reforzada con fibra de vidrio, con panel de poliéster troquelado para montaje de equipos de medida, dispositivo de comprobación según normas de Cía. Suministradora, placa transparente precintable de policarbonato con mirilla practicable de acceso a maxímetro.					
	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal

Presupuesto parcial nº 2 ALTA TENSION

Nº	Ud Descripción	Medición	Precio	Importe
		1	1,000	
			1,000	1,000
		Total u:	1,000	1.096,47

2.6.7 U Redes de puesta a tierra de protección general, en el CPCM, de acuerdo con lo indicado en la MIE-RAT-13, y normas de Cía Suministradora, formada la primera de ellas por cable de cobre desnudo de 50 mm² de sección y picas de tierra de acero cobrizado de 2 m. de longitud y 14 mm. de diámetro. Incluso material de conexión y fijación.

Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
1				1,000	
				1,000	1,000
			Total u:	1,000	629,40

Total subcapítulo 2.6.- CENTRO DE PROTECCION, CONTROL Y MEDIDA - CPCM: 69.059,20
Total presupuesto parcial nº 2 ALTA TENSION : 231.846,26

Presupuesto parcial nº 3 EQUIPOS

Nº	Ud Descripción	Medición	Precio	Importe			
3.1	U Módulos solares fotovoltaicos bifaciales, de marca Longi Solar modelo LR4-72 HBD 415M Bifacial de 415 W de potencia nominal, de dimensiones 1791x1011x30 mm . Totalmente montado a la estructura, conectado y funcionando.						
		Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
		7	38,000	80,000		21.280,000	
						21.280,000	21.280,000
		Total u		24.102,000	121,04	2.917.488,00	
3.2	U Inversor solar fotovoltaico de marca Power Electronic modelo FS1250 HE/HEC de 1250 kW, con salida a 20 kV y dimensiones 6,60x2,20x2,20 m. Incluso protecciones de sobre tensión, sobre intensidad, fallos de aislamiento, y con desconexión automática por fallo de la red. Totalmente conectado y funcionando.						
		Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
		7				7,000	
						7,000	7,000
		Total u		7,000	152.399,38	1.066.795,66	
3.3	U Instalación del sistema de control via gprs de POWER ELECTRONIC, incluido cableado y conexionado mediante cable decaplast M-40 mm, probado y funcionando.						
		Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
		7				7,000	
						7,000	7,000
		Total u		7,000	4.580,00	32.060,00	
Total presupuesto parcial nº 3 EQUIPOS :						4.016.343,66	

Presupuesto parcial nº 4 BAJA TENSION

Nº	Ud Descripción	Medición			Precio	Importe	
4.1	M Acometida enterrada trifásica entubada en zanja formada por conductores unipolares aislados de aluminio con polietileno reticulado (XLEP) y cubierta de PVC, RZ1 Al 6(4x240) mm ² , para una tensión nominal de 0,6/1 kV, bajo tubo de polietileno de doble pared D=200 mm, incluido zanja de 50x85 cm, cama de 5 cm, protección mecánica mediante tubo de polietileno de doble pared de D=160 mm y cinta señalizadora. Totalmente instalado y conexionado; según REBT, ITC-BT-07, ITC-BT-11 e ITC-BT-21.	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
		1	12,000			12,000	
						12,000	12,000
		Total m:			12,000	78,21	938,52
4.2	M Acometida enterrada trifásica entubada en zanja formada por conductores unipolares aislados de aluminio con polietileno reticulado (XLEP) y cubierta de PVC, RZ1 Al 4x50 mm ² , para una tensión nominal de 0,6/1 kV, bajo tubo de polietileno de doble pared D=160 mm, incluido zanja de 50x85 cm, cama de 5 cm y capa de protección de 10 cm ambas de arena de río, protección mecánica mediante tubo de polietileno de doble pared de D=160 mm, tubo de reserva D=160 mm, y cinta señalizadora. Totalmente instalado y conexionado; según REBT, ITC-BT-07, ITC-BT-11 e ITC-BT-21.	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
		1	80,000			80,000	
						80,000	80,000
		Total m:			80,000	16,45	1.316,00
4.3	M Acometida enterrada trifásica entubada en zanja formada por conductores unipolares aislados de aluminio con polietileno reticulado (XLEP) y cubierta de PVC, RV Al 4x95 mm ² , para una tensión nominal de 0,6/1 kV, bajo tubo de polietileno de doble pared D=160 mm, incluido zanja de 50x85 cm, cama de 5 cm y capa de protección de 10 cm ambas de arena de río, protección mecánica mediante tubo de polietileno de doble pared de D=160 mm, y tubo de reserva D=160 mm y cinta señalizadora. Totalmente instalado y conexionado; según REBT, ITC-BT-07, ITC-BT-11 e ITC-BT-21.	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
		1	480,000			480,000	
						480,000	480,000
		Total m:			480,000	24,03	11.534,40
4.4	Pa Instalación eléctrica formada por cableados de 2x10 mm ² de Al RZ1 de enseriando los módulos y conectando los inversores según configuración prevista en proyecto con búsqueda de punto de máxima potencia, salida a 380 V en trifásica, sobre bandeja metálica de rejilla incluida. Con cuadro general para alimentación del trafo alojado en armario metálico de tipo interperie con protecciones de sobre tensión, sobre intensidad, fallos de aislamiento, y con desconexión automática por fallo de la red, según esquema unifilar, incluyendo puesta a tierra de la instalación. Totalmente conectado y funcionando.	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
		7				7,000	
						7,000	7,000
		Total PA:			7,000	269.819,50	1.888.736,50
4.5.- INSTALACIÓN ELÉCTRICA EDIF. CONTROL							
4.5.1	M Red de toma de tierra de estructura, realizada con cable de cobre desnudo de 35 mm ² , uniéndolo mediante soldadura aluminotérmica a la armadura de cada zapata, incluyendo parte proporcional de pica, registro de comprobación y puente de prueba. Según REBT, ITC-BT-18 e ITC-BT-26.	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
		5	15,000			75,000	
		2	30,000			60,000	
						135,000	135,000
		Total m:			135,000	17,84	2.408,40
4.5.2	M Línea eléctrica 5x16 mm ² ., bajo bandeja, formada por conductores unipolares de cobre de 16 mm ² . y aislamiento tipo RZ-1KV-k(AS) en sistema trifásico con neutro, más conductor de protección. Instalada grapada a los paramentos, incluyendo elementos de fijación y conexionado.						

Presupuesto parcial nº 4 BAJA TENSION

Nº	Ud Descripción	Medición			Precio	Importe	
		Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
		1	230,000			230,000	
						230,000	230,000
		Total m:			230,000	1,14	262,20
4.5.3	Ud Cuadro sec de edif de control alojado en envolvente aislante existente con puerta opaca, perfil omega, embarrado de protección, con interruptores automáticos y diferenciales segun el esquema unifilar. Totalmente instalado, l/cableado, conexionado y puesta a tierra.						
		1				1,000	
						1,000	1,000
		Total ud:			1,000	1.091,72	1.091,72
4.5.5	Ud Se revisará la instalación interior de la nave y oficinas, que consistirá en: - Revisión de cajas de registro y regletas de conexión. - Revisión de tomas de corriente. - Revisión de la puesta a tierra de los receptores, tomas corriente, luminarias, etc - Revisión de interruptores manuales. Se sustituirán los interruptores y bases de enchufe en mal estado por otras de marca Simon 27 incluyendo caja de mecanismo universal con tornillos, base de enchufe sistema schuko 16 A. (II+L). Totalmente instalada.						
		1				1,000	
						1,000	1,000
		Total ud:			1,000	905,52	905,52
4.5.6	Ud Punto de luz sencillo empotrado con L hasta 30 m., realizado con tubo PVC corrugado de M 20/gp5 y conductor rígido de 1,5 mm2 de Cu., F+N+T y aislamiento ES07Z1-K(AS) para 750 V. del tipo no propagador de incendios y con emisión de humos y opacidad reducida, incluyendo caja de registro, instalado.						
		12				12,000	
						12,000	12,000
		Total ud:			12,000	98,67	1.184,04
4.5.7	Ud Punto de luz sencillo empotrado con L hasta 25 m., realizado con tubo PVC corrugado de M 20/gp5 y conductor rígido de 1,5 mm2 de Cu., F+N y aislamiento ES07Z1-K(AS) para 750 V. del tipo no propagador de incendios y con emisión de humos y opacidad reducida, incluyendo caja de registro, instalado.						
		5				5,000	
						5,000	5,000
		Total ud:			5,000	80,48	402,40
4.5.8	M. Circuito monofásico realizado con tubo PVC flexible de D=25mm, formado por conductores de cobre rígido de 2,5 mm2, aislamiento ES07Z1-K(AS), en sistema monofásico (fase neutro y tierra), incluido p./p. de cajas de registro y regletas de conexión.						
		12	18,000			216,000	
		18	23,000			414,000	
						630,000	630,000
		Total m:			630,000	5,62	3.540,60
4.5.9	Ud Base de enchufe con toma de tierra lateral realizada con tubo PVC corrugado de M 20/gp5 y conductor rígido de 2,5 mm2 de Cu., y aislamiento ES07Z1-K(AS), en sistema monofásico con toma de tierra (fase, neutro y tierra), incluyendo caja de registro, caja de mecanismo universal con tornillos, base de enchufe sistema schuko 10-16 A. (II+L.) SIMON 27, instalada, l/ circuito eléctrico hasta cuadro.						

Presupuesto parcial nº 4 BAJA TENSION

Nº	Ud Descripción	Medición			Precio	Importe	
		18			1,000 18,000	18,000	
		Total ud			18,000 28,71	516,78	
4.5.10	Ud Punto de luz sencillo realizado con tubo PVC corrugado de M 20/gp5 y conductor rígido de 1,5 mm2 de Cu., y aislamiento ES07Z1-K(AS), incluyendo caja de registro, caja de mecanismo universal con tornillos, interruptor unipolar SIMON 27, instalado.						
		Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
		7				7,000	
		Total ud			7,000 49,06	343,42	
4.5.11	Ud Detector de movimiento realizado con tubo PVC corrugado M 20/gp5 y conductor rígido de 1,5 mm2 de Cu., y aislamiento ES07Z1-K para 750 V., incluyendo caja de registro, caja de mecanismo universal con tornillos, detector de movimiento, instalado.						
		Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
		2				2,000	
		Total ud			2,000 116,06	232,12	
4.5.12	Ud Punto de luz bipolar estanco con intensidad de 10A realizado con tubo PVC corrugado de M 20/gp5 y conductor rígido de 1,5 mm2 de Cu., y aislamiento ES07Z1-K 750 V, incluyendo caja de registro, interruptor bipolar 10A con grado IP55 IK 07, con marco Legrand serie serie Plexo 55 superficie monobloc gris bicolor, instalado.						
		Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
		2				2,000	
		Total ud			2,000 68,22	136,44	
4.5.13	M. Cableado telefónico de 25 pares de 0,60 mm. instalado en conducto o canalización existente, incluido el sangrado y conexionado de pares en cada registro secundario.						
		Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
		1	28,000			28,000	
		Total m.			28,000 2,86	80,08	
4.5.14	Ud Puesto de trabajo alojado en caja empotrada (suelo a pared) para ocho elementos, con dos tomas de corriente de 16 A de red con TT lateral (color blanco), dos tomas de corriente 16 A. de SAI (color rojo) y dos tomas de voz y datos RJ-45, i/cable UTP cat. 6A y p.p. de canalización realizada con red de canaletas y tubo PVC corrugado de diámetro adecuado y conductores rígidos de 2,5 mm2 de Cu con aislamiento ES07Z1-K(AS) para tomas de corriente, i/ mecanismos, cajas de registro y p.p de circuito interior. Totalmente instalada.						
		Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
		2				2,000	
		Total ud			2,000 27,62	55,24	
4.5.15	M. Cableado formado por cable UTP/RJ-45 de cat 6, en montaje bajo tubo de PVC corrugado incluido, instalada, montaje y conexionado.						
		Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
		4	15,000			60,000	
		Total m.			60,000 4,85	291,00	
Total subcapítulo 4.5.- INSTALACIÓN ELÉCTRICA EDIF. CONTROL:						11.449,96	

4.6.- ILUMINACIÓN

Presupuesto parcial nº 4 BAJA TENSION

Nº	Ud Descripción	Medición			Precio	Importe	
4.6.1	U Columna troncocónica de 12 m de altura con puerta de registro enrasada, de chapa de acero galvanizado por inmersión en caliente, 60 mm de diámetro de acoplamiento luminaria, y placa de acero con refuerzo anular y cartelas; grado de protección IP3X - IK 10, según UNE-EN 40-50. Provista de caja de conexión y protección, conductor interior para 0,6/1 kV, pica de tierra, arqueta de paso y derivación de 0,40x0,40x0,60 cm provista de cerco y tapa de hierro fundido, cimentación realizada con hormigón en masa HM-25/P/40/IIa. Instalado, incluyendo accesorios, placa y pernos, conexionado, y anclaje sobre cimentación; según UNE-EN 40-3-1:2013 y UNE-EN 40-3-2:2013.	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
		8				8,000	
						8,000	8,000
		Total u:			8,000	1.371,05	10.968,40
4.6.2	Ud Proyector LED compacto simétrico marca Secom Protek Q2 Led,, con carcasa de aluminio fundido de alta calidad en color blanco, lentes PMMA, cierre de vidrio termoendurecido de 4 mm y marco de montaje de acero galvanizado, grado de protección IP65 - IK08 / Clase I, según UNE-EN 60598 y UNE-EN-50102; con lámpara LED de 150W de 19.484 lm, con lira de sujeción incorporada; para iluminación de alta eficiencia en exteriores. Con marcado CE según Reglamento (UE) 305/201. Instalado, incluyendo replanteo, elementos de anclaje y conexionado.	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
		8	3,000			24,000	
						24,000	24,000
		Total ud:			24,000	209,83	5.035,92
4.6.3	Ud Luminaria estanca para fluorescencia lineal, tipo Secom Berna Eco Led, con carcasa y cierre de policarbonato, grado de protección IP65 - IK08 / Clase I, según UNE-EN 60598 y UNE-EN 50102; 2 lámparas tubo de LED de 40W de 6.094 lm; para alumbrado industrial, espacios de trabajo y aparcamientos. Con marcado CE según Reglamento (UE) 305/201. Instalada, incluyendo replanteo, accesorios de anclaje y conexionado.	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
		12				12,000	
						12,000	12,000
		Total ud:			12,000	62,47	749,64
4.6.4	Ud Downlight empotrable circular de marca Secom Aircom Supra Led de 20W, con aro de aluminio, 110-220VAC, para empotrar con lámpara de LEDs con flujo 2677 lm y vida >50000 horas, CE, ROHS, TUV. En cuerpo de aluminio, con luz en blanco cálido. Instalado incluyendo replanteo y conexionado.	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
		6				6,000	
						6,000	6,000
		Total ud:			6,000	53,66	321,96
4.6.5	Ud Panel de superficie LED de 43W, para aplicaciones de iluminación de zonas de trabajo, como oficinas, despachos, salas de reuniones... Temperatura de color. Flujo luminoso de 4000 lm en versión 4000K, y eficacia de 93 lm/W con CRI de 80. Vida útil de 50.000 horas. Color blanco. Protección IP40. LED integrado. Incluye carcasa de aluminio, difusor de policarbonato con acabado opal. Deslumbramiento compatible con oficinas UGR<19, para iluminación interior, recomendada para zonas de trabajo, oficinas, y salas de reunión. Con marcado CE según Reglamento (UE) 305/201. Instalada, incluyendo replanteo, accesorios de anclaje y conexionado. Código 0047525.	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
		4				4,000	
						4,000	4,000
		Total ud:			4,000	61,15	244,60

Presupuesto parcial nº 4 BAJA TENSION

Nº	Ud Descripción	Medición				Precio	Importe	
4.6.6	Ud Bloque autónomo de emergencia, de superficie con zócalo enchufable, carcasa de material autoextinguible y difusor opal, grado de protección IP42 - IK 07 / Clase II, según UNE-EN 60598-2-22, UNE-EN 50102 y UNE 20392:1993; equipado con LEDs de 70 lm, piloto testigo de carga LED verde, con 1 hora de autonomía, batería NI-MH de bajo impacto medioambiental, fuente conmutada de bajo consumo. Con marcado CE según Reglamento (UE) 305/201. Instalado incluyendo replanteo, accesorios de anclaje y conexionado.	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal	
		5				5,000		
						5,000	5,000	
		Total ud		5,000	49,50		247,50	
4.6.7	Ud Bloque autónomo de emergencia, de superficie, carcasa de material autoextinguible y difusor opal, grado de protección IP42 - IK 07 / Clase II, según UNE-EN 60598-2-22, UNE-EN 50102 y UNE 20392:1993; equipado con LEDs de 300 lm, piloto testigo de carga LED verde, con 1 hora de autonomía, batería Ni-MH de bajo impacto medioambiental, fuente conmutada de bajo consumo. Con marcado CE según Reglamento (UE) 305/201. Instalado incluyendo replanteo, accesorios de anclaje y conexionado.	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal	
		3				3,000		
						3,000	3,000	
		Total ud		3,000	58,20		174,60	
		Total subcapítulo 4.6.- ILUMINACIÓN:					17.742,62	
		Total presupuesto parcial nº 4 BAJA TENSION :					1.931.748,00	

Presupuesto parcial nº 5 INSTALACIONES AUXILIARES

Nº	Ud Descripción	Medición	Precio	Importe			
5.1.- INSTALACIONES DE PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS							
5.1.1.- EXTINCIÓN DE INCENDIOS							
5.1.1.1	U Carro extintor de incendios de polvo químico polivalente ABC, de 50 kg de agente extintor; equipado con chasis tubular soldado al extintor con asa de transporte y ruedas, manguera de caucho flexible y manómetro autocomprobable. Cuerpo del extintor en chapa de acero laminado AP04, con acabado en pintura de poliéster resistente a la radiación UV. Peso total del equipo aprox. 74 kg. Conforme a Norma UNE-EN 3, con marcado CE y certificado AENOR. Totalmente montado. Medida la unidad instalada.						
		Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
		7				7,000	
						7,000	7,000
		Total u		7,000	186,64		1.306,48
5.1.1.2	Ud Extintor de polvo químico ABC polivalente antibrasa, de eficacia 34A/233B, de 6 kg. de agente extintor, con soporte, manómetro comprobable y manguera con difusor, según Norma UNE, certificado AENOR. Medida la unidad instalada.						
		Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
	Inversores	7				7,000	
	Edif control	3				3,000	
	CPCM	1				1,000	
						11,000	11,000
		Total ud		11,000	69,60		765,60
5.1.1.3	Ud Extintor de nieve carbónica CO2, de eficacia 89B, de 5 kg. de agente extintor, construido en acero, con soporte y manguera con difusor, según Norma UNE. Equipo con certificación AENOR. Medida la unidad instalada.						
		Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
	Inversores	7				7,000	
	Edif control	1				1,000	
	CPCM	1				1,000	
						9,000	9,000
		Total ud		9,000	73,74		663,66
5.1.1.4	Ud. Central de detección automática de incendios, con dos zonas de detección, con módulo de alimentación de 220 V. AC a 24 V. CC. con salida de sirena inmediata, salida de sirena retardada y salida auxiliar, rectificador de corriente, cargador, módulo de control con indicador de alarma y avería, y conmutador de corte de zonas. Medida la unidad instalada.						
		Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
		1				1,000	
						1,000	1,000
		Total ud		1,000	346,87		346,87
5.1.1.5	U Pulsador de emergencia - evacuación, en color verde, con microrruptor, tapa de protección de metacrilato transparente, sistema de comprobación con llave de rearme y lámina de plástico calibrada para que se enclave y no rompa. Totalmente instalado; i/p.p. de conexiones.						
		Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
		2				2,000	
						2,000	2,000
		Total u		2,000	65,22		130,44
5.1.1.6	U Sirena electrónica de alarma de incendio para uso interior o exterior, en color rojo; provista de diferentes opciones de tono. De 102 dB de nivel sonoro y grado de protección IP-54 ó IP-65. Equipo con certificado CE y CPR, conforme a Norma EN 54-3. Totalmente instalado; i/p.p. de conexiones.						
		Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
		2				2,000	
						2,000	2,000
		Total u		2,000	101,28		202,56

Presupuesto parcial nº 5 INSTALACIONES AUXILIARES

Nº	Ud Descripción	Medición			Precio	Importe	
5.1.1.7	Ud Canalización y líneas para interconexión entre pulsadores, campanas, etc y central de alarma, mediante cableado libre de halógenos en instalación empotrada bajo tubo flexible de PVC, totalmente instalado.						
		Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
		1				1,000	
						1,000	1,000
		Total ud:			1,000	261,87	261,87
		Total subcapítulo 5.1.1.- EXTINCION DE INCENDIOS:					3.677,48
5.1.2.- SEÑALIZACIÓN							
5.1.2.1	Ud Señalización de equipos contra incendios fotoluminiscente, de riesgo diverso, advertencia de peligro, prohibición, evacuación y salvamento, en polipropileno de 1 mm fotoluminiscente, de dimensiones 210 x 297 mm. Medida la unidad instalada.						
		Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
	extintores	27				27,000	
	salidas	11				11,000	
	pulsador	2				2,000	
						40,000	40,000
		Total ud:			40,000	2,71	108,40
		Total subcapítulo 5.1.2.- SEÑALIZACIÓN:					108,40
		Total subcapítulo 5.1.- INSTALACIONES DE PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS:					3.785,88
5.2.- SEGURIDAD Y CCTV							
5.2.1	U Instalación antintrusión formada por barreras perimetrales de microondas (13 Uds) con alcance hasta 120 m, de tecnología digital microprocesada con algoritmos de reconocimiento de señales. 5 canales para evitar influencias de otras barreras microondas. Campo de detección muy estrecho, zona de alarma de 3 m de ancho a máxima distancia, anchura de la zona sensible para grandes objetos 10 m. Función Wind Up configurable por PC que permite reducir la zona de alarma entre un 20-30%. Configuración y alineación muy sencilla mediante voltímetro o mediante software. Autoajuste automático a las condiciones ambientales. Salida de descalificación para la detección de obstáculos situados entre las barreras, montaje empotrado o en superficie, totalmente instalado y programado.						
		Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
		7				7,000	
						7,000	7,000
		Total u:			7,000	15.617,63	109.323,41
5.2.2	U Instalación de un sistema de videovigilancia con instalación de 8 cámaras nuevas de tipo bullet serie PRO con iluminación smart IR de 40 m y exterior instaladas sobre postes existentes, cableado de pares coaxial y demas elementos, bien creada exclusivamente para conectar al grabador existente. El servidor de video vigilancia permite accionar 16 cámaras IP, en local o en remoto a través de internet, mediante un encaminador (router) y la monitorización y vigilancia desde cualquier ordenador de la LAN, así como aviso a los usuarios mediante e-mail. Las cámaras IP recogen alarmas, sensores PIR, relés para accionamiento de reacciones y con un modem GSM se puede realizar la gestión del sistema desde un teléfono móvil, recepción de SMS, imágenes de eventos ocurridos y recepción de video en tiempo real. Instalado y probado.						
		Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
		7				7,000	
						7,000	7,000
		Total u:			7,000	6.504,13	45.528,91
		Total subcapítulo 5.2.- SEGURIDAD Y CCTV:					154.852,32
		Total presupuesto parcial nº 5 INSTALACIONES AUXILIARES :					158.638,20

Presupuesto parcial nº 6 SEGURIDAD Y SALUD

Nº	Ud Descripción	Medición			Precio	Importe	
6.1	M Acometida provisional de electricidad a caseta de obra, desde el cuadro general formada por manguera flexible de 4x6 mm2 de tensión nominal 750 V., incorporando conductor de tierra color verde y amarillo, fijada sobre apoyos intermedios cada 2,50 m. instalada.	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
		1	45,000			45,000	
		1	125,000			125,000	
						170,000	170,000
		Total m			170,000	5,69	967,30
6.2	U Acometida provisional de fontanería para obra de la red general municipal de agua potable hasta una longitud máxima de 8 m., realizada con tubo de polietileno de 25 mm. de diámetro, de alta densidad y para 10 atmósferas de presión máxima con collarín de toma de fundición, p.p. de piezas especiales de polietileno y tapón roscado, incluso derechos y permisos para la conexión, terminada y funcionando, y sin incluir la rotura del pavimento.	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
		2				2,000	
						2,000	2,000
		Total u			2,000	121,38	242,76
6.3	U Acometida provisional de saneamiento de caseta de obra a la red general municipal (pozo o imbornal), hasta una distancia máxima de 8 m., formada por tubería en superficie de PVC de 110 mm. de diámetro interior, tapado posterior de la acometida con hormigón en masa HM-20/P/20/l, y con p.p. de medios auxiliares.	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
		2				2,000	
						2,000	2,000
		Total u			2,000	161,26	322,52
6.4	Mes Mes de alquiler de caseta prefabricada para aseos en obra de 5,98x2,45x2,63 m. Estructura y cerramiento de chapa galvanizada pintada, aislamiento de poliestireno expandido. Ventana de 0,84x0,80 m. de aluminio anodizado, corredera, con reja y luna de 6 mm., termo eléctrico de 50 l., dos placas turcas, cuatro placas de ducha, pileta de cuatro grifos, todo de fibra de vidrio con terminación de gel-coat blanco y pintura antideslizante, suelo contrachapado hidrófugo con capa fenólica antideslizante y resistente al desgaste, puerta madera en turca, cortina en ducha. Tubería de polibutileno aislante y resistente a incrustaciones, hielo y corrosiones, instalación eléctrica mono. 220 V. con automático. Con transporte a 150 km.(ida y vuelta). Entrega y recogida del módulo con camión grúa. Según R.D. 486/97.	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
		15				15,000	
						15,000	15,000
		Total mes			15,000	259,91	3.898,65
6.5	Mes Mes de alquiler de caseta prefabricada para comedor de obra de 7,92x2,45x2,45 m. de 19,40 m2. Estructura y cerramiento de chapa galvanizada pintada, aislamiento de poliestireno expandido autoextinguible, interior con tablero melaminado en color. Cubierta de chapa galvanizada reforzada con perfil de acero; fibra de vidrio de 60 mm., interior con tablex lacado. Suelo de aglomerado revestido con PVC continuo de 2 mm., y poliestireno de 50 mm. con apoyo en base de chapa galvanizada de sección trapezoidal. Puerta de 0,8x2 m., de chapa galvanizada de 1 mm., reforzada y con poliestireno de 20 mm., picaporte y cerradura. Dos ventanas aluminio anodizado corredera, contraventana de acero galvanizado. Instalación eléctrica a 220 V., toma de tierra, automático, 2 fluorescentes de 40 W., enchufes para 1500 W. y punto luz exterior de 60 W. Con transporte a 150 km.(ida y vuelta). Entrega y recogida del módulo con camión grúa. Según R.D. 486/97.	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
		15				15,000	
						15,000	15,000
		Total mes			15,000	197,36	2.960,40

Presupuesto parcial nº 6 SEGURIDAD Y SALUD

Nº	Ud Descripción	Medición				Precio	Importe	
6.6	Mes Mes de alquiler de caseta prefabricada para almacén de obra de 7,92x2,45x2,45 m. de 19,40 m2. Estructura de acero galvanizado. Cubierta y cerramiento lateral de chapa galvanizada trapezoidal de 0,6 mm. reforzada con perfiles de acero, interior prelacado. Suelo de aglomerado hidrófugo de 19 mm. puerta de acero de 1 mm., de 0,80x2,00 m. pintada con cerradura. Ventana fija de cristal de 6 mm., cercado con perfil de goma. Con transporte a 150 km.(ida y vuelta). Entrega y recogida del módulo con camión grúa. Según R.D. 486/97.	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal	
		15				15,000		
						15,000	15,000	
		Total mes				15,000	154,19	2.312,85
6.7	Mes Mes de alquiler de caseta prefabricada para un despacho de oficina en obra de 4,64x2,45x2,45 m. de 11,36 m2. Estructura y cerramiento de chapa galvanizada pintada, aislamiento de poliestireno expandido autoextinguible, interior con tablero melaminado en color. Cubierta de chapa galvanizada reforzada con perfil de acero; fibra de vidrio de 60 mm., interior con tablex lacado. Suelo de aglomerado revestido con PVC continuo de 2 mm., y poliestireno de 50 mm. con apoyo en base de chapa galvanizada de sección trapezoidal. Puerta de 0,8x2 m., de chapa galvanizada de 1 mm., reforzada y con poliestireno de 20 mm., picaporte y cerradura. Ventana aluminio anodizado corredera, contraventana de acero galvanizado. Instalación eléctrica a 220 V., toma de tierra, automático, 2 fluorescentes de 40 W., enchufe de 1500 W. punto luz exterior. Con transporte a 150 km.(ida y vuelta). Entrega y recogida del módulo con camión grúa. Según R.D. 486/97.	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal	
		15				15,000		
						15,000	15,000	
		Total mes				15,000	173,72	2.605,80
6.8	M Alquiler m./mes de valla realizada con paneles prefabricados de 3,50x2,00 m. de altura, enrejados de 80x150 mm. y D=8 mm. de espesor, soldado a tubos de D=40 mm. y 1,50 mm. de espesor, todo ello galvanizado en caliente, sobre soporte de hormigón prefabricado de 230x600x150mm., separados cada 3,50 m., incluso accesorios de fijación, p.p. de portón, incluso montaje y desmontaje. s/R.D. 486/97.	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal	
		7	760,000			5.320,000		
						5.320,000	5.320,000	
		Total m				5.320,000	11,12	59.158,40
6.9	U Señal de seguridad manual a dos caras: Stop-Dirección obligatoria, tipo paleta. (amortizable en dos usos). s/R.D. 485/97.	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal	
		10				10,000		
						10,000	10,000	
		Total u				10,000	21,44	214,40
6.10	U Placa señalización-información en PVC serigrafiado de 50x30 cm., fijada mecánicamente, amortizable en 2 usos, incluso colocación y desmontaje. s/R.D. 485/97.	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal	
		20				20,000		
						20,000	20,000	
		Total u				20,000	14,75	295,00
6.11	U Cartel serigrafiado sobre planchas de PVC blanco de 0,6 mm. de espesor nominal. Tamaño 220x300 mm. Válidas para señales de obligación, prohibición y advertencia l/colocación. s/R.D. 485/97.	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal	
		8				8,000		
						8,000	8,000	
		Total u				8,000	11,05	88,40

Presupuesto parcial nº 6 SEGURIDAD Y SALUD

Nº	Ud Descripción	Medición				Precio	Importe	
6.12	U Casco de seguridad con atalaje provisto de 6 puntos de anclaje, para uso normal y eléctrico hasta 440 V. Certificado CE. s/R.D. 773/97 y R.D. 1407/92.	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal	
		25				25,000		
						25,000	25,000	
		Total u:				25,000	11,52	288,00
6.13	U Casco de seguridad dieléctrico con pantalla para protección de descargas eléctricas, (amortizable en 5 usos). Certificado CE. s/R.D. 773/97 y R.D. 1407/92.	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal	
		15				15,000		
						15,000	15,000	
		Total u:				15,000	44,29	664,35
6.14	U Gafas protectoras contra impactos, incoloras, (amortizables en 3 usos). Certificado CE. s/R.D. 773/97 y R.D. 1407/92.	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal	
		25				25,000		
						25,000	25,000	
		Total u:				25,000	20,04	501,00
6.15	U Par de guantes aislantes para protección de contacto eléctrico en tensión de hasta 10.000 V, (amortizables en 3 usos). Certificado CE. s/R.D. 773/97 y R.D. 1407/92.	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal	
		25				25,000		
						25,000	25,000	
		Total u:				25,000	101,16	2.529,00
6.16	U Par de botas de seguridad con plantilla y puntera de acero (amortizables en 1 usos). Certificado CE. s/R.D. 773/97 y R.D. 1407/92.	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal	
		12				12,000		
						12,000	12,000	
		Total u:				12,000	62,77	753,24
6.17	U Costo mensual del Comité de Seguridad y salud en el Trabajo, considerando una reunión al mes de dos horas y formado por un técnico cualificado en materia de seguridad y salud, dos trabajadores con categoría de oficial de 2ª o ayudante y un vigilante con categoría de oficial de 1ª.	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal	
		15				15,000		
						15,000	15,000	
		Total u:				15,000	322,78	4.841,70
Total presupuesto parcial nº 6 SEGURIDAD Y SALUD :							82.643,77	

Presupuesto de ejecución material

1 OBRAS Y ACONDICIONAMIENTO DE PARCELA	1.544.659,86
2 ALTA TENSION	231.846,26
2.5.- CENTRO SECCIONAMIENTO	34.729,92
2.6.- CENTRO DE PROTECCION, CONTROL Y MEDIDA - CPCM	69.059,20
3 EQUIPOS	4.016.343,66
4 BAJA TENSION	1.931.718,00
4.5.- INSTALACIÓN ELÉCTRICA EDIF. CONTROL	11.449,96
4.6.- ILUMINACIÓN	17.742,62
5 INSTALACIONES AUXILIARES	158.638,20
5.1.- INSTALACIONES DE PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS	3.785,88
5.1.1.- EXTINCION DE INCENDIOS	3.677,48
5.1.2.- SENALIZACION	108,40
5.2.- SEGURIDAD Y CCTV	154.852,32
6 SEGURIDAD Y SALUD	82.643,77
Total	7.965.849,75

Asciende el presupuesto de ejecución material a la expresada cantidad de SIETE MILLONES NOVECIENTOS SESENTA Y CINCO MIL OCHOCIENTOS CUARENTA Y NUEVE EUROS CON SETENTA Y CINCO CÉNTIMOS.

San Clemente, agosto de 2020
ALUMNO

TITULAR:

FRANCISCO JAVIER LOPEZ CUENCA

INVERSIONES FJLC, S.L.

Aquí se observa una distribución en los gastos del presupuesto

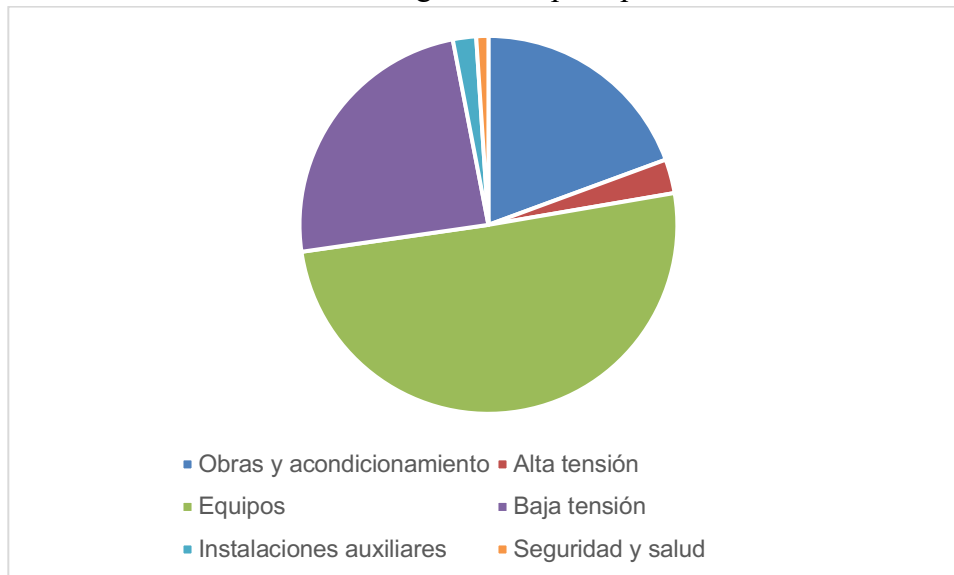


Ilustración 49: Gastos del presupuesto

ÍNDICE

10. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA

I.	PRECIO DE VENTA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA	207
II.	GASTOS DE MANTENIMIENTO Y EXPLOTACIÓN	208
III.	FLUJOS DE CAJA	209
IV.	INDICES DE RENTABILIDAD	211
IV.I.	VAN	211
IV.II.	TIR	212
IV.III.	LCOE	213
IV.IV.	PR	213
V.	CONCLUSIÓN	214

10. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA

Con punto final del proyecto, esto llevo al estudio de viabilidad económica, con el cual se podrá determinar si la ejecución de la planta es rentable y por lo ejecutable.

Para este estudio se deben de hacer varias hipótesis en función de proyectos del mismo índole y mismas dimensiones. Estas hipótesis se presentan a continuación para determinar los flujos de caja anuales generados y con ello la rentabilidad.

Como ha sido necesario previamente, se ha estimado la producción total de la planta durante una supuesta vida útil de 25 años obteniendo un valor de **485363,68MWh/año**

Para el análisis también ha sido necesario elaborar el previo presupuesto, que engloba los costes de emplazamientos como la instalación de los equipos ,cables, sistemas de seguridad...los costes no instalados que incluyen la obra civil necesaria, la infraestructura el terreno...Es decir todo a lo que corresponde la inversión para su construcción y primer año de alquiler cuya suma asciende a :**8003964,75€**

I.PRECIO DE VENTA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

Los ingresos anuales previstos corresponden a la venta de la energía eléctrica que produce la instalación. Viene determinada por la potencia de la instalación y el precio de transferencia.

El precio de la electricidad en el mercado español es volátil, depende de diversos factores. Parece razonable pensar en una tendencia a disminuir año tras año por la aportación, cada vez mayor, de las renovables al mix energético, pero este pronóstico podría ser erróneo debido a la variable demanda, debido a electrificación del conjunto el sector energético con significativamente más peso que el eléctrico actualmente. Refiriéndose a la energía dedicada a movilidad, que progresivamente pasará a ser eléctrica mediante el coche y

autobús eléctrico, y la dedicada a calentar los edificios, uso térmico, que pasará de estar actualmente dominada por el gas a ser eléctrica mediante los sistemas de aerotermia.

Para maximizar la inversión se debe considerar como prioritario reducir los costes operativos, ya que la compensación que se recibe por el excedente vertido a la red, en el caso de instalaciones conectadas, es difícil de predecir a largo plazo. En los últimos 5 años, el precio medio de la electricidad se ha situado en torno a los 45 €/MWh de media, habiendo alcanzado valores de 80 y de 20, según el mes. El precio se fijará según la normativa que fija la Comisión Nacional del Mercado y que se puede consultar en el Mercado Ibérico de Electricidad.

El valor varía debido a la tasa de inflación que vamos a suponer en 1,68%

ILGASTOS DE MANTENIMIENTO Y EXPLOTACIÓN

Para conocer los costes asociados al mantenimiento es indispensable llevar a cabo un plan de mantenimiento con el objetivo de mejorar la confiabilidad en los equipos, reduciendo la probabilidad de que uno de ellos falle en un intervalo de tiempo que suele corresponder con la vida útil de una instalación, que, según algunos últimos informes, como el del International Centre for Settlement of Investment Disputes (ICSID), puede alcanzar los 35 años.

mantener un rendimiento óptimo en el funcionamiento de los componentes, de manera que la producción energética no se vea alterada. La mejor manera de reducirlos es seguir las instrucciones de los fabricantes para intentar mantener los parámetros óptimos de sus rangos de temperatura y/o voltaje de trabajo, con el fin de asegurar un buen rendimiento de éstos.

El modo adecuado de mantener estos parámetros y, en consecuencia, disminuir los costes operativos, es realizando los tres planes de mantenimiento más eficaces; el predictivo, el preventivo y el correctivo. Con ellos, la vida útil de los componentes podrá mantenerse, al menos, hasta el tiempo ofertado por el fabricante.

Los costes de explotación hacen referencia al capital necesario para mantener y/o mejorar los activos de la propia instalación.

Se estiman en un total de 7 €/MWh

III. FLUJO DE CAJA

El flujo de caja hace referencia a las salidas y entradas netas de dinero que tiene una empresa o proyecto en un período determinado

La diferencia de los ingresos y los gastos, es decir, al resultado de restar a los ingresos que tiene la instalación, los gastos a los que tiene que hacer lo llamamos ‘flujo de caja neto’.

Los flujos de caja son cruciales para la supervivencia de una entidad, aportan información muy importante de la inversión, pues indica si ésta se encuentra en una situación sana económicamente.

Tanto como al precio de venta, los gastos y al alquiler están sujetos a las tasa de inflación.

Para calcular el flujo de caja fue tan sencillo como sumar el beneficio que produce la planta cada año (multiplicando la producción por la venta estimada a la que se encuentre el mercado) y restar los gastos proporcionales en mantenimiento y explotación a la producción y el alquiler anual de la superficie de la parcela.

$$FC_j = \left\{ \sum_m V_{0m} (1+r_{vm})^j - \sum_m P_{0m} (1+i_{pm})^j \right\}$$

Año	Producción MWh	Precio de venta €/MWh	Beneficio €	Gastos de mantenimiento y explotación €	de Alquiler €	Flujo de Caja €
0	-	-	-	-	-	8003964,7
1	21002	45	945090	147014	38115	759961
2	20894,25	45,01	940575,99	146259,81	38115,01	756201,16
3	20803,53	45,03	936824,61	145624,71	38115,03	753084,86
4	20709,44	45,04	932918,9	144966,09	38115,04	749837,80
5	20585,11	45,06	927647,41	144095,77	38115,06	745436,57
6	20447,33	45,08	921765,96	143131,3	38115,0	740519,5
7	20289,38	45,09	914969,93	142025,66	38115,09	734829,16
8	20127,89	45,11	908009,67	140895,27	38115,11	728999,28
9	19966,69	45,12	901056,79	139766,83	38115,12	723174,83
10	19805,30	45,14	894091,68	138637,28	38115,14	717339,25
11	19654,07	45,16	887577,83	137578,49	38115,1	711884,17
12	19516,59	45,17	881681,54	136616,14	38115,17	706950,22
13	19401,96	45,19	876813,49	135813,73	38115,19	702884,56
14	19284,30	45,20	871805,06	134990,16	38115,20	698699,68
15	19166,63	45,22	866791,91	134166,44	38115,22	694510,24
16	19065,61	45,24	862528,45	133459,30	38115,2	690953,90
17	18975,30	45,25	858746,49	132827,14	38115,25	687804,08
18	18876,59	45,27	854581,32	132136,18	38115,27	684329,87

19	18639,27	45,28	844135,48	130474,92	38115,28	675545,27
20	18467,49	45,30	836651,60	129272,49	38115,30	669263,80
21	18292,78	45,32	829027,06	128049,19	38115,3	662862,55
22	18105,82	45,33	820845,64	126740,76	38115,33	655989,54
23	17990,31	45,35	815896,68	125932,19	38115,35	651849,1
24	17801,29	45,36	807609,16	124609,06	38115,36	644884,72
25	17494,66	45,38	793977,92	122462,66	38115,38	633399,87

Tabla 23: Flujo de caja a lo largo de la vida útil de la instalación.

Se puede comprobar como la inversión inicial se recupera en su totalidad a los largo del año 11 de explotación de la instalación.

IV. ÍNDICES DE RENTABILIDAD

IV.I VAN

El valor actual neto (VAN) es un criterio de inversión que consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión para conocer cuánto se va a ganar o perder con esa inversión. También se conoce como valor neto actual (VAN), valor actualizado neto o valor presente neto (VPN).

Para ello trae todos los flujos de caja al momento presente descontándolos a un tipo de interés determinado. Calculándose :

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+k)} + \frac{F_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+k)^n}$$

Donde:

F_t son los flujos de dinero en cada periodo t

I_0 es la inversión realiza en el momento inicial ($t = 0$)

n es el número de periodos de tiempo

k es el tipo de descuento o tipo de interés exigido a la inversión de valor 1,68%

$VAN=6478404,05€$

$VAN > 0$: El valor actualizado de los cobro y pagos futuros de la inversión, a la tasa de descuento elegida generará beneficios.

IV.II. TIR

La Tasa interna de retorno (TIR) es la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión. Es decir, es el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá una inversión para las cantidades que no se han retirado del proyecto.

Es una medida utilizada en la evaluación de proyectos de inversión que está muy relacionada con el valor actualizado neto (VAN). También se define como el valor de la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero, para un proyecto de inversión dado. Se calcula:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1 + TIR)} + \frac{F_2}{(1 + TIR)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1 + TIR)^n} = 0$$

TIR =7%

$TIR > k$, el proyecto de inversión será aceptado. En este caso, la tasa de rendimiento interno que obtenemos es superior a la tasa mínima de rentabilidad exigida a la inversión. $7% > 1,68%$.

IV.III. LCOE

LCOE, o costo de electricidad nivelado, también conocido como costo de energía nivelado (LEC), es el valor neto actual del costo unitario de la electricidad durante la vida útil de un activo generador. A menudo se toma como una aproximación del precio promedio que el activo generador debe recibir en un mercado para compensar su vida útil

Calcular el LCOE requiere conocer dos variables clave:

- 1. Costo total del sistema. Esto debe incluir los costos de financiamiento y deducir cualquier incentivo recibido, como los créditos fiscales y la desaprobación.
- 2. Cuánta energía producirá la matriz solar durante el período de vida útil

$$LCOE = \frac{12354390}{485363,68} = 25,45\text{€/MWh}$$

IV.IV. PR

$$\frac{TIR}{1 - \frac{1}{(1+TIR)^N}} = \frac{MB}{INV}$$

$$\frac{0,07}{1 - \frac{1}{(1 + 0,07)^{25}}} = \frac{MB}{8003964}$$

Margen Bruto=686824,29

Periodo de retorno:

$$PR = \frac{\text{Inversión inicial}}{\text{Margen bruto}} = \frac{8003964}{686824,29} = 11,6 \text{ años}$$

Que es inferior a la vida útil de la planta.

V. CONCLUSIÓN

VAN	6478404,05€
TIR	7%
LCOE	25,45€/MWh
PR	11,6 años

Tabla 24: Tabla resumen de los índices de rentabilidad

En vista de los resultados la valoración de la inversión sería muy rentable, como indica el VAN que es mayor que 0, que el TIR sea superior a la tasa de inflación. Además, el PR nos dice que se va a recuperar la inversión en unos 11 años lo cual es favorable ya que es inferior a la vida útil de la planta. Por último, el LCOE nos índice el precio de producción de la energía, como su valor es inferior a los 45€/MWh, quiere decir que hay beneficios ya que la producción es más barata que la venta de la energía.

Además hay que señalar que este estudio se ha hecho pensando en una vida útil de 25 años, cuando seguramente, por los equipos y tecnologías escogidos, así como la renovación de estos durante su funcionamiento, la alargará mínimo unos 5 años más, compatibles con el contrato de arrendamiento.

Además, hay que mencionar que el gobierno de España está muy comprometido a fomentar y producir energía verde, por ello en la ejecución de la planta y su funcionamiento goza de numerosas subvenciones y ayudas. Entre las que se encuentran:

-Las bonificaciones a Impuestos como el **IBI** (Impuesto sobre Bienes Inmuebles). Según el marco legal vigente, las ordenanzas fiscales de ayuntamientos y provincias pueden establecer una bonificación de hasta el 50% en el Impuesto de Bienes Inmuebles.

-El **ICIO** (Impuesto sobre Instalaciones, Construcciones y Obras). En este caso la bonificación es mucho mayor. Existe un buen número de municipios que aplican una bonificación de hasta un 90-95% del total.

11. DISEÑO ELÉCTRICO

I. ESTRUCTURA DE CONEXIÓN	216
II. CÁLCULO CABLEADO DE BAJA TENSIÓN	219
III. CÁLCULO CABLEADO DE MEDIA TENSIÓN	223
III.I. CRITERIO DE INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE EN SERVICIO PERMANENTE	224
III.II. CRITERIO DE INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO	228
IV. CRUZAMIENTO Y PARALELISMOS	230
IV.I. PARALELISMOS	230
IV.II. CRUZAMIENTOS	231

11. DISEÑO ELÉCTRICO

En este documento se persigue hacer una idea respecto al diseño eléctrico de la instalación. Se pretende recoger los cálculos básicos de compatibilidad entre aparatos, además de la elección de los cables que se van a instalar en baja y media tensión.

I. ESTRUCTURA DE CONEXIONADO

El parque está diseñado de tal manera que tiene 1339 cadenas de módulos en 266 seguidores solares de 40 metros de longitud lo cual deja en 5 cadenas por inversor y en cada una se disponen 18 módulos fotovoltaicos, por lo tanto, para producir la potencia necesaria de la planta han sido necesario 24102 paneles fotovoltaicos de la marca Longi Solar. Los principales parámetros del panel se presentan a continuación:

Máxima potencia (P_{max}/W)	415
Tensión de vacío (V_o/V)	49
Corriente de cortocircuito (I_{cc}/A)	10,73
Voltaje a la máxima potencia (V_{mp}/V)	40,6V
Corriente a la máxima potencia (I_{mp}/A)	10,23A

Tabla 25: Principales especificaciones técnicas del módulo solar

Los paneles generales la energía eléctrica en corriente continua es luego cuando esta se dirige al inversor que se encarga de convertir en corriente alterna y luego los transformadores incorporados en elevar la tensión y así hacerla apta para verterla en la red. Las características del inversor se presentan a continuación:

Potencia del inversor (KVA)	1250
Potencia máxima del inversor (KVA)	1361
Rango de tensión de funcionamiento(V)	565-820V
Tensión máxima de funcionamiento (U_{max}/V)	1500
Corriente máxima en servicio ($I_{servicio}/A$)	3970
Corriente de cortocircuito (A)	6000
Entradas del inversor de los paneles	36

Tabla 26: Principales especificaciones técnicas del inversor

Los paneles que conforman una misma cadena son circuitos en serie y a su vez las cadenas están conectadas entre si en paralelo. Las cadenas al estar en paralela por Kirchhoff están a la misma tensión, la cual se determina por la primera ley de Kirchhoff como la suma de las tensiones de todos los módulos que conforman una cadena, de tal forma al tener 18 paneles de 49V por cadena, la tensión en los bornes de esta será $18 \times 49 = 882V$. La cual también verá una de las entradas del inversor por ello esta debe de ser inferior a la máxima permitida por el inversor: $U_{max\ inversor} = 1500 < 882V$ así se comprueba que la tensión que llega al inversor es inferior a la máxima permitida dictaminada por el fabricante. Se puede ver como esta supera el margen superior del rango de tensiones de funcionamiento en un 7,5% lo cual es admisible pero el funcionamiento normal de la planta no estarán los paneles a la tensión constante de 49

La corriente que recorre los paneles de una cadena es la misma al estar en serie, se comprobará que la intensidad entrante al inversor está por debajo de los límites de funcionamiento. Por lo tanto, la corriente máxima que va a poder circular por la cadena es la corriente máxima de los paneles $I_{cc} = 10,73A$. Ahora es necesario determinar cuantas cadenas van a cada inversor, tenemos 7 inversores con 36 entradas por ello para hacer un reparto equitativo va a haber 5 inversores a los que le llegan 191 cadenas y a cada 25 entradas entrada se le van a conectar 5 cadenas y a 11 entradas se les va a conectar 6 cadenas. De los otros 2 inversores a los que les llega 192 cadenas va a haber 24 entradas a las que se les conectarán 5 cadenas y 12 cadenas a los que se les conecte 6.

Por lo tanto, la corriente de funcionamiento que va a haber en el inversor con más cadenas conectadas será la suma de las corrientes de cada cadena por la segunda ley de Kirchhoff $10,23A \times 192 \text{cadenas} = 1964,16A < I_{servicio\ inversor} = 3970^a$. Igualmente se va a comprobar la corriente máxima la cual es la de cortocircuito $10,73 \times 192 = 2060,16$ la cual también es inferior. Concluyendo que la intensidad que llega al inversor está dentro de los rangos.

A continuación, se requiere una caja de conexión para juntar todas las cadenas que van a una entrada del inversor. Una Caja de Conexión sirve para agrupar cada uno de los ramales

de su generador fotovoltaico. Las corrientes y tensiones que se generan exigen que los componentes tengan unas características especiales. Sus componentes de alta calidad garantizan una gran durabilidad y la mayor disponibilidad. Para las operaciones de mantenimiento y control, es posible desconectar y medir cada uno de los ramales. Los cartuchos de fusibles se pueden cambiar sin tensión. Se va utilizar: STC5 100A (ACCCAC0007) para unir 5 cadenas y STC8 100A (ACCCAC0008) para los casos de unir 6 cadenas. Tiene incorporado Fusibles de 16A de protección en positivo y negativo lo cual asegura el correcto funcionamiento ya que está por encima de los 10,73 de la corriente de cortocircuito de la cadena a la que van conectados

Las especificaciones se encuentran en el Anexo E

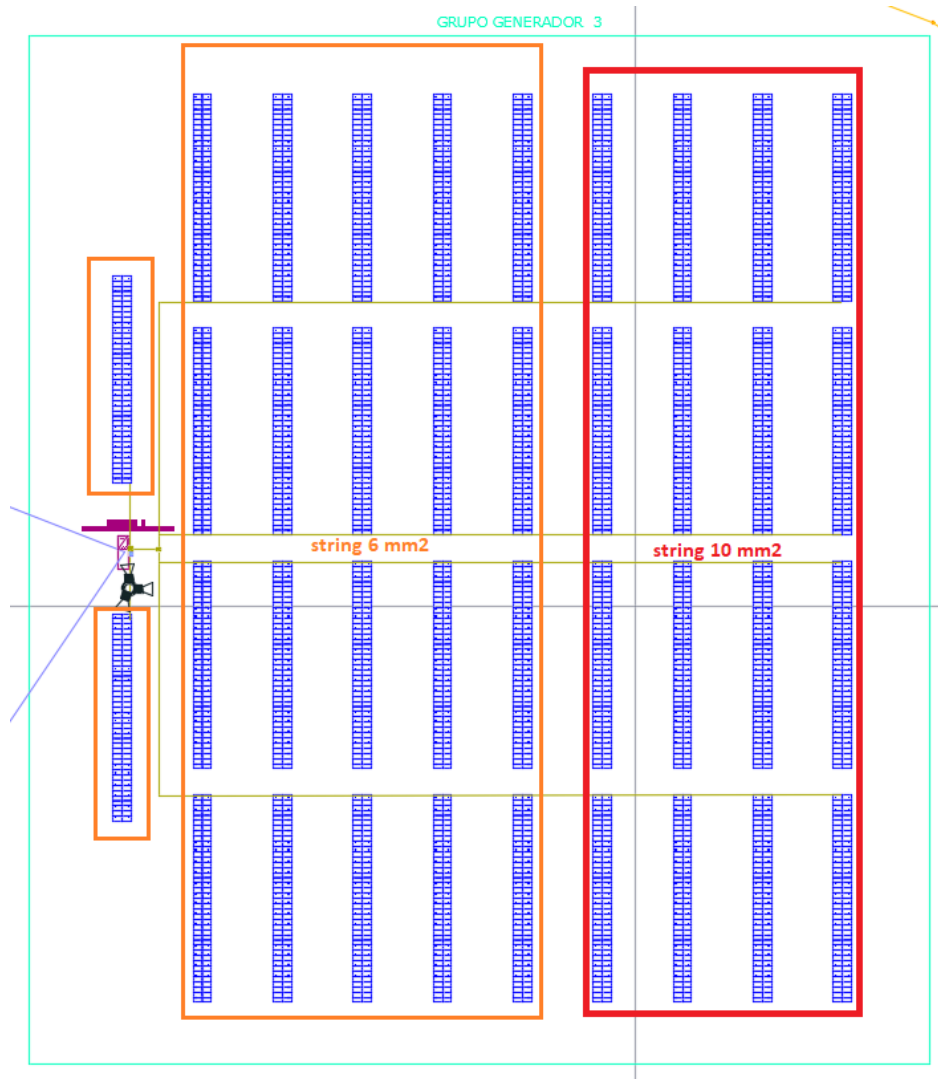


Ilustración 50: Estructuración de los strings de la planta

II. CÁLCULO DEL CABLEADO DE BAJA TENSIÓN.

TRAMO 1 ENTRE STRING MÁS ALEJADO AL INVERSOR

Este primer tramo transcurre al aire libre, en bandeja, y con corriente continua. Para determinar la sección de los cables hay 3 criterios: el de intensidad máxima admisible en servicio permanente, el de intensidad máxima admisible en cortocircuito y el de máxima caída de tensión. Entre los tres posibles se debería elegir el más restrictivo pero se sabe previamente que para el cálculo de la media tensión el criterio predominante es el de intensidad máxima al igual que se sabía que el de baja tensión era el de máxima caída de tensión.

Al tratarse de baja tensión el criterio que predomina para la elección es el de caída máxima de tensión. Este criterio predomina en baja tensión ya que, es cuando las corrientes son mayores y lo que se valora es la caída de tensión desde el principio hasta el final del cable debido al paso de la corriente por el material conductor. Las directrices de cálculo vienen expuesta en ITC-BT-50, punto 5 “la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la red de distribución no será superior al 1,5% de la intensidad nominal”.

La fórmula para el cálculo para secciones inferiores a 120mm^2 viene a continuación por lo tanto, se ha de despejar la sección, en la se observa como la caída de tensión y la sección son inversamente proporcionales como se puede apreciar en la fórmula:

$$S = (2 \cdot L \cdot I) / (C \cdot e)$$

Siendo:

e = caída de tensión en V

L = longitud en m

I = intensidad en A

C = conductividad del cobre

S = sección en mm^2

*Fórmula de cálculo de la caída máxima de tensión aplicable únicamente a CC

Puntualizar que la norma UNE 60364-5-52 indica que se debe considerar la conductividad del material en las peores condiciones en las que pueda trabajar el conductor

-La tensión de cada módulo en el punto de máxima carga, según especifica el fabricante, es de 40,6 V.

-Puesto que cada circuito forma parte de una cadena de 18 módulos solares en serie, la tensión a lo largo de este tramo del circuito será de 730,8 V. Consecuentemente, como el límite de caída de tensión máxima permitida por la norma es de 1,5% se obtiene una caída de tensión en voltios de: $0,015 \times 730,8 \text{ V} = 10,96 \text{ V}$.

-La intensidad de cada rama queda definida por la intensidad en el punto de máxima potencia, que especifica el fabricante, y que en este caso es de 10,23 A.

-La conductividad del cobre, a 90°C (por ser la temperatura máxima admisible en el tipo de cable que se decide instalar), es de $44 \text{ m} / (\Omega \cdot \text{mm}^2)$.

-La longitud del cableado se considerará, en el caso más desfavorable, de 185 metros, ya que ha de recorrer toda la distancia que separa al panel más alejado de la caja de protección correspondiente.

-Con la sección adoptada de un conductor de cobre de 10 mm^2 la caída de tensión será de $8,6 \text{ V} < 10,96 \text{ V}$ y por tanto inferior al 1,5%.

TRAMO 2 ENTRE STRING E INVERSOR

Se ha seguido análogamente el procedimiento expuesto en el tramo anterior. Se trata también de un tramo transcurre al aire libre, en bandeja, y con corriente continua. Por tanto, se ha de despejar la sección, aplicando la fórmula:

$$S = (2 \cdot L \cdot I) / (C \cdot e)$$

Siendo:

e = caída de tensión en V

L = longitud en m

I = intensidad en A

C = conductividad del cobre

S = sección en mm²

-La tensión de cada módulo en el punto de máxima carga, según especifica el fabricante, es de 40,6 V.

-Puesto que cada circuito forma parte de una cadena de 18 módulos solares en serie, la tensión a lo largo de este tramo del circuito será de 730,8 V. Consecuentemente, como el límite de caída de tensión máxima permitida por la norma es de 1,5% se obtiene una caída de tensión en voltios de: $0,015 \times 730,8 \text{ V} = 10,96 \text{ V}$.

-La intensidad de cada rama queda definida por la intensidad en el punto de máxima potencia, que especifica el fabricante, y que en este caso es de 10,23 A.

-La conductividad del cobre, a 90°C (por ser la temperatura máxima admisible en el tipo de cable que se decide instalar), es de $44 \text{ m} / (\Omega \cdot \text{mm}^2)$.

-La longitud del cableado se considerará, en el caso más desfavorable, de 108 metros, ya que ha de recorrer toda la distancia que separa al panel más alejado de la caja de protección correspondiente.

Con la sección adoptada de un conductor de cobre de 6 mm² la caída de tensión será de 8,37 V < 10,96 V y por tanto inferior al 1,5%.

Material	C ₂₀	C ₄₀	C ₇₀	C ₉₀
Cobre	56	52	48	44
Aluminio	35	32	30	28
Temperatura	20°C	40°C	70°C	90°C

Tabla 27: Tabla de conductividad de los conductores en función de la temperatura

En caso de haber obtenido una sección superior a 120mm² la fórmula anterior no es válida, al tener una sección más grande esta produce pérdidas de Foucault a lo largo de su sección lo que se modela como unas reactancias a lo largo de la línea, la fórmula modificada queda de tal manera:

$S = \frac{\sqrt{3} * L * I * \cos\varphi}{C * (e - \sqrt{3} * X * L * 0,001 * I * \sin\varphi)}$	<p>L=Longitud más desfavorable de la línea (m). I=Intensidad de la línea (A). C=Conductividad del conductor (m / (Ω.mm²)). S=Sección del conductor en (mm²). Cosφ=Factor de potencia. X=Reactancia (Ω). e=Caída de tensión.</p>
---	---

III. CALCULOS DEL CABLEADO DE MEDIA TENSIÓN:

Para el cálculo del cableado a media tensión se ha seguido las prescripciones técnicas establecidas en el RD 223/2008, de 15 de febrero, por el cual se aprueba 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 . Estos cables irán enterrados en tierra húmeda en franjas no muy profundas de 1m.

El criterio predominante es el de intensidad máxima admisible en servicio permanente, aunque también se ha comprobado el de intensidad máxima de cortocircuito por un breve periodo de tiempo

Se adoptarán cables con aislamiento RHZ1-2OL, constituidos por conductores de cobre, compactos de sección circular de varios alambres cableados de acuerdo con la Norma UNE-EN 60228, y la pantalla metálica estará constituida por corona de alambres de cobre. Serán obturados longitudinalmente para impedir la penetración del agua, no admitiéndose para ello los polvos higroscópicos sin soporte y cuya cubierta exterior será de poliolefina de color rojo.

Se calcula el tramo más desfavorable y se unifican las secciones con criterio de uniformidad de los materiales utilizados, entre las diferentes salidas de los inversores y el Centro de protección, control y medida.

II.I. CRITERIO DE INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE EN SERVICIO PERMANENTE

Por tanto, se ha de despejar la sección, aplicando la fórmula:

$$I_{adm} = (1,25 \cdot I_{mp}) / F_t \cdot F_r \cdot F_c \cdot F_p$$

El factor de corrección por resistividad térmica del terreno (F_r), dado que el suelo en el emplazamiento de este proyecto se considera tipo poco húmedo con resistividad de 0,85 K·m/W, consultando la tabla de la ITC-LAT 06 apreciamos como este factor, interpolando entre los disponibles puntos, será igual a 1,11.

Tipo de instalación	Sección del conductor mm ²	Resistividad térmica del terreno, K.m/W						
		0,8	0,9	1,0	1,5	2,0	2,5	3
Cables directamente enterrados	25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	50	1,26	1,26	1,16	1,00	0,89	0,81	0,74
	70	1,27	1,22	1,17	1,00	0,89	0,81	0,74
	95	1,28	1,22	1,18	1,00	0,89	0,80	0,74
	120	1,28	1,22	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	185	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,73
	300	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,80	0,73
Cables en interior de tubos enterrados	25	1,12	1,10	1,08	1,00	0,93	0,88	0,83
	35	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,88	0,83
	50	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,83
	70	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	95	1,14	1,12	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	120	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	150	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	185	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	240	1,15	1,12	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
	400	1,16	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81

Tabla 28: Factores de corrección para la resistividad térmica del terreno

El factor de corrección por profundidad de la zanja (F_p), dado que los cables serán enterrados en una profundidad de la zanja de 1 metro, consultando la tabla de ITC-LAT 06 se observa como este factor será igual a 1, por tratarse de la condición estándar.

Profundidad (m)	Cables enterrados de sección		Cables bajo tubo de sección	
	$\leq 185 \text{ mm}^2$	$> 185 \text{ mm}^2$	$\leq 185 \text{ mm}^2$	$> 185 \text{ mm}^2$
0,50	1,06	1,09	1,06	1,08
0,60	1,04	1,07	1,04	1,06
0,80	1,02	1,03	1,02	1,03
1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1,25	0,98	0,98	0,98	0,98
1,50	0,97	0,96	0,97	0,96
1,75	0,96	0,94	0,96	0,95
2,00	0,95	0,93	0,95	0,94
2,50	0,93	0,91	0,93	0,92
3,00	0,92	0,89	0,92	0,91

Tabla 29: Factores de corrección por profundidades distintas a 1 m.

El factor de corrección por temperatura (F_t), al tratarse de montaje soterrado, se referirá a la temperatura del terreno, la cual se considerará de 25°C a la profundidad de la zanja, y consecuentemente, en la tabla de la ITC-LAT 06, podemos apreciar como el factor de corrección correspondiente a esta temperatura es igual a 1, por tratarse de la condición estándar.

Temperatura °C Servicio Permanente θ_s	Temperatura del terreno, θ_t , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
105	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,90	0,87	0,83
90	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
70	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67
65	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61

Tabla 30: Factor de corrección para la temperatura del terreno cuando es distinta de 25°C

El factor de corrección por agrupamiento (F_C) de ternas de cables unipolares será igual a 1, al no producirse este fenómeno, debido a que este tramo estará compuesto por una única terna de cables unipolares o un cable trifásico.

		Factor de corrección								
Tipo de instalación	Separación de los ternos	Número de ternos de la zanja								
		2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cables directamente enterrados	En contacto (d=0 cm)	0,76	0,65	0,58	0,53	0,50	0,47	0,45	0,43	0,42
	d = 0,2 m	0,82	0,73	0,68	0,64	0,61	0,59	0,57	0,56	0,55
	d = 0,4 m	0,86	0,78	0,75	0,72	0,70	0,68	0,67	0,66	0,65
	d = 0,6 m	0,88	0,82	0,79	0,77	0,76	0,74	0,74	0,73	-
	d = 0,8 m	0,90	0,85	0,83	0,81	0,80	0,79	-	-	-
Cables bajo tubo	En contacto (d=0 cm)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,49
	d = 0,2 m	0,83	0,75	0,70	0,67	0,64	0,62	0,60	0,59	0,58
	d = 0,4 m	0,87	0,80	0,77	0,74	0,72	0,71	0,70	0,69	0,68
	d = 0,6 m	0,89	0,83	0,81	0,79	0,78	0,77	0,76	0,75	-
	d = 0,8 m	0,90	0,86	0,84	0,82	0,81	-	-	-	-

Tabla 31: Factores de corrección por distancias entre ternos o cables tripolares

La intensidad quedará definida por la corriente de salida del transformador en su lado de media tensión, la cual se calcula según la siguiente expresión, por el valor de tensión y de potencia en el punto de máxima carga, cuyos valores serían 15000 V y 843855,15 W (correspondiente a uno de los transformadores que más carga recibe, proveniente de la unión de 8 líneas de baja tensión), respectivamente. El factor de potencia se considerará igual a 0,9 en los cálculos correspondientes, obteniéndose, por tanto:

$$I_{mp} = 1250 / (\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 0,9) = 40,09 \text{ A}$$

Con todo ello, la intensidad máxima admisible obtenida en la fórmula anterior: $I_{adm} = 45,15 \text{ A}$.

Con la intensidad máxima admisible que puede soportar el conductor, se procede a obtener la sección con la ayuda de la tabla de ITC-LAT 06:

Sección (mm ²)	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	115	90	120	90	125	95
35	135	105	145	110	150	115
50	160	125	170	130	180	135
70	200	155	205	160	220	170
95	235	185	245	190	260	200
120	270	210	280	215	295	230
150	305	235	315	245	330	255
185	345	270	355	280	375	290
240	400	310	415	320	440	345
300	450	355	460	365	500	390
400	510	405	520	415	565	450

Tabla 32: Secciones a usar según la intensidad máxima admisible

En este caso resulta ser, de 25 mm² de cobre, ya esta sección llega a aguantar hasta 120 A en servicio permanente o de 25 mm² de aluminio, que soporta hasta 90 A en servicio permanente. Desde el punto de vista económico no es útil usar cables de cobre que resultan más caros y desde el punto de vista de eficiencia y pérdidas es mejor los de cobre.

II.II. CRITERIO DE INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO

Otro método para el dimensionado de cables es simulando situaciones anómalas de funcionamiento como cuando se produce un cortocircuito en el que la corriente aumenta drásticamente por un breve periodo de tiempo

Las líneas eléctricas deben dimensionarse para poder soportar las corrientes que se producirán ante un cortocircuito durante el tiempo en que tardan en cortar los dispositivos de protección.

Las corrientes elevadas de cortocircuito producen un calentamiento elevado del cable por efecto Joule y además pueden aumentar las fuerzas entre conductores debido a los campos magnéticos que generan.

Para este cálculo se ha supuesto un tiempo de actuación por las protecciones del sistema de 0,5s el cual es superior al real, pero aquí nos planteamos las peores situaciones que se puedan dar.

Para el cálculo de la sección mínima necesaria por este método, se han seguido lo establecido en la ITC-LAT 06, para ello es necesario las siguientes tablas:

Tipo de aislamiento	$\Delta\theta^*$ (K)	Duración del cortocircuito, t_{cc} , en segundos									
		0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
PVC:											
sección $\leq 300 \text{ mm}^2$	90	363	257	210	162	148	115	93	81	72	66
sección $> 300 \text{ mm}^2$	70	325	229	187	145	132	102	83	72	65	59
XLPE, EPR y HEPR $U_0/U > 18/30 \text{ kV}$	160	452	319	261	202	184	143	116	101	90	82
HEPR $U_0/U \leq 18/30 \text{ kV}$	145	426	301	246	190	174	135	110	95	85	78

Tabla 33: Densidad admisible de corriente de cortocircuito para conductores de cobre

Tipo de aislamiento	$\Delta\theta^*$ (K)	Duración del cortocircuito, tcc, en segundos									
		0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
PVC:											
sección $\leq 300 \text{ mm}^2$	90	240	170	138	107	98	76	62	53	48	43
sección $> 300 \text{ mm}^2$	70	215	152	124	96	87	68	55	48	43	39
XLPE, EPR y HEPR	160	298	211	172	133	122	94	77	66	59	54
HEPR $U_0/U \leq 18/30 \text{ kV}$	145	281	199	162	126	115	89	73	63	56	51

Tabla 34: Densidad admisible de corriente de cortocircuito para conductores de aluminio

Tramo inversor y centro de protecciones, control y medida:

Este tramo discurre enterrado bajo tierra, entubado, y con corriente alterna trifásica desde la salida del inversor hasta el Centro de protección, control y medida.

La intensidad de cortocircuito queda determinada por el límite de la corriente máxima del transformador en el lado de media tensión, siendo esta:

$$I_{cc} = S_{cc} / (\sqrt{3} \cdot U) = 1250 / (\sqrt{3} \cdot 20) = 36,08 \text{ A}$$

En la tabla 33 de la ITC-LAT 06, se muestran las densidades máximas de corrientes admisibles por un conductor de cobre y con la hipótesis de un tiempo de actuación de 0,5 segundos se obtiene el valor de la corriente de cortocircuito que puede soportar el cable conductor:

$$I_{cc} = 202 \text{ A/mm}^2 \cdot 25 \text{ mm}^2 = 5050 \text{ A}$$

A la vista de los resultados la corriente de cortocircuito que podría producirse en el sistema es inferior a la que puede soportar el conductor por lo que no se produciría ningún deterioro y concluyendo que la elección de una sección de 25 mm^2 de cobre es adecuada para el diseño.

Si nos planteáramos instalar conductores de aluminio, el cálculo sería (acudiendo a la tabla 34 en este caso:

$$I_{cc} = 133 \text{ A/mm}^2 \cdot 25 \text{ mm}^2 = 3325 \text{ A}$$

Como se puede observar, la intensidad de cortocircuito máxima que soportan los conductores es mayor a la que podría llegar a producirse, por lo que 25 mm² de aluminio también sería una sección adecuada según este criterio.

Concluyendo que por ambos métodos la elección de un cable de sobre de 25 mm² de cobre es una elección que se adapta a los requerimientos exigidos en la instalación.

IV. CRUZAMIENTOS Y PARALELISMOS.

Cuando las circunstancias lo requieran y se necesite efectuar cruzamientos o paralelismos, éstos se ajustarán a las condiciones que como consecuencia de las disposiciones legales puedan imponer los Organismos competentes de las instalaciones o propiedades afectados.

IV.I. PARALELISMOS

Con líneas eléctricas, los cables de alta tensión se podrán colocar paralelos a los cables de baja tensión, siempre que entre ellos halla una distancia no inferior a 25 cm., cuando no sea posible conseguir esta distancia, se instalará uno de ellos bajo tubo.

Con líneas de telecomunicaciones, se mantendrá la mayor distancia posible entre sí y no inferior a 20 cm., cuando esto no sea posible la línea eléctrica se instalará entubada.

En todo caso se tendrá en cuenta los acuerdos con las respectivas compañías. En todo caso de un paralelismo de longitud superior a 500 m., bien los cables de telecomunicación o los de energía eléctrica, deberán llevar pantalla electromagnética.

Con agua, vapor, etc., se mantendrá una distancia mínima en proyección horizontal de 20 cm., cuando esto no sea posible la línea eléctrica se instalará entubada. Y en todo caso se mantendrá:

- 3 m. en el caso de conducciones a presión máxima igual o superior a 25 atm; dicho se reduce a 1 m. en el caso en el que el tramo de paralelismo sea inferior a 100 m.
- 1 m en el caso de conducciones a presión máxima inferior a 25 atm.

Con el gas, se tomarán las medidas necesarias para asegurar la ventilación de los conductos y registros de los conductores, con el fin de evitar la posible acumulación de gases en los mismos. Siendo las distancias mínimas de 25 cm.

Con el alcantarillado, se mantendrá una distancia mínima de 20 cm, protegiéndose adecuadamente los cables eléctricos cuando no pueda conseguirse esta distancia.

Se procurará mantener una distancia mínima de 20 cm en proyección horizontal y, también, que la conducción de alcantarillado bajo tubo quede por debajo del nivel del cable eléctrico.

Con fundaciones de otros servicios, se mantendrá una distancia de 50 cm como mínimo del cable al borde externo de los soportes o fundaciones. Esta distancia será de 150 cm. En el caso de que el soporte esté sometido a un esfuerzo de vuelco permanente hacia la zanja.

IV.II. CRUZAMIENTOS

Con vías públicas, los cables irán entubados a una profundidad mínima de 100 cm. Los tubos o conductos serán resistentes, duraderos, estarán hormigonados en todo su recorrido y con un diámetro mínimo de 160 mm, que permita deslizar los cables por su interior fácilmente.

Con el ferrocarril, no existen cruces con el ferrocarril. Aunque como norma general, en los cruzamientos con ferrocarriles, los cables deberán ir entubados y la parte superior del tubo más próximo a la superficie quedará a una profundidad mínima de 1,1 m respecto de la cara inferior de la traviesa, rebasando las vías férreas en 1,5 m por cada extremo. Los tubos estarán hormigonados en todo su recorrido.

Con líneas eléctricas, siempre que sea posible, se procurará que los cables de MT discurren por debajo de los de BT.

La distancia mínima entre los cables de energía eléctrica será de 25 cm. La distancia del punto de cruce a los empalmes será superior a 1m.

Con cables de telecomunicaciones, los cables eléctricos se colocarán entubados a una distancia mínima de la canalización de telecomunicaciones de 20 cm. La distancia del punto de cruce a los empalmes, tanto del cable MT como del cable de telecomunicación será superior a 1m.

Con agua, vapor, etc, el cruzamiento no deberá efectuarse sobre la proyección vertical de las uniones no soldadas de la conducción metálica.

La distancia mínima entre la generatriz del cable eléctrico y la conducción metálica no debe ser inferior a 20 cm.

Con gas, la distancia mínima en los cruces con canalizaciones de gas será de 25 cm.

El cruce del cable eléctrico no se realizará sobre la proyección vertical de las juntas de la canalización de gas.

Con el alcantarillado, en estos cruces se evitará el ataque de la bóveda de la conducción.

En los cruzamientos de cables con conducciones de alcantarillado bajo tubo se guardará una distancia mínima de 20 cm. Se evitará el cruce por la vertical de las juntas de la conducción de alcantarillado bajo tubo o de los empalmes de los cables, situando unos y otros a una distancia superior a 1 m. del cruce.

- PASO DE AÉREO A SUBTERRÁNEO.

En el caso de un tramo subterráneo intercalado en una línea aérea se instalarán pararrayos autoválvulas en cada uno de sus extremos como elementos de protección contra sobretensiones, cuya conexión será lo más corta posible, sin curvas pronunciadas y garantizando el nivel de aislamiento del elemento a proteger.

En el paso aéreo a subterráneo, se instalará un dispositivo de seccionamiento cuando la longitud de la línea subterránea sea superior a 500 m. Cuando el cable subterráneo esté destinado a alimentar un centro de transformación de cliente se instalará un seccionador ubicado en el poste más próximo a la conexión aéreo subterráneo o en el propio centro de

transformación siempre que esté montado en una unidad funcional y de transporte separada del transformador. En cualquier caso el seccionador quedará a menos de 50 m de la conexión aéreo subterránea.

El cable subterráneo en el tramo aéreo de subida hasta la línea aérea irá protegido con un tubo de plástico rígido de la resistencia mecánica adecuada, cuyo interior será liso para facilitar la instalación o sustitución del cable o circuito averiado.

Dicho tubo se obturará por la parte superior para evitar la entrada de agua y se empotrará en la cimentación del apoyo, sobresaliendo 2,5 m por encima del nivel del terreno. El diámetro del tubo será como mínimo 1,5 veces el diámetro de la terna de cables.

- PUESTA A TIERRA.

En las redes subterráneas de Alta Tensión se conectarán a tierra los siguientes elementos:

- Bastidores de los elementos de maniobra y protección
- Apoyos
- Pararrayos autoválvulas
- Pantallas metálicas de los cables

Las pantallas de los cables se conectarán a tierra en los dos extremos de la línea (esquema 1), y en ciertos casos especiales puede ser necesario conectar también las pantallas a tierra en los empalmes.

En el caso de canalización a lo largo de galerías visitables, se dispondrá una instalación de puesta a tierra única accesible a lo largo de toda la galería. Se dimensionará para la máxima corriente de defecto (fase-tierra) que se prevea pueda evacuar. El valor de la resistencia global de puesta a tierra de la galería debe ser tal que, durante la evacuación de un defecto, no se supere un cierto valor de tensión de defecto establecido en proyecto.

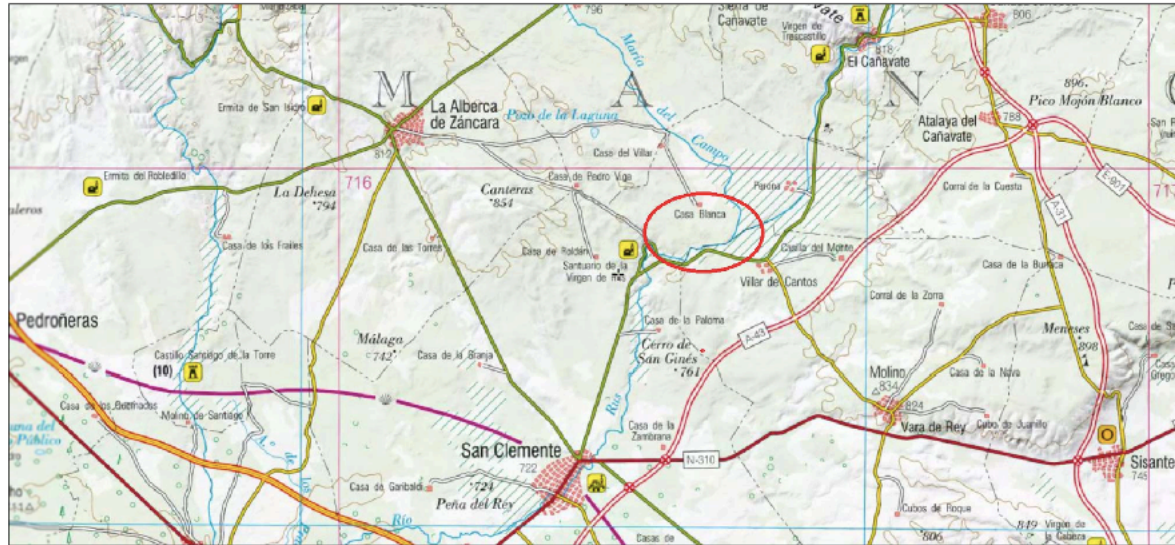
Además, las tensiones de contacto que puedan aparecer tanto en el interior de la galería como en el exterior (si hay transferencia de potencial debido a tubos u otros elementos metálicos que salgan al exterior), no deben superar los valores admisibles de tensión de contacto aplicada según la ITC-LAT 07.

La sección mínima para el anillo difusor, realizado en cobre, será 50 mm².

ÍNDICE

12. PLANOS

I. SITUACIÓN-----	236
II. EMPLAMZAMIENTO-----	237
III. PLANTA GENERAL-----	238
IV. DETALLES DE LA PLANTA SOLAR-----	239
V. DETALLES DEL CENTRO DE SECCIONAMIENTO-----	240
VI. DETALLES DEL CENTRO DE PROTECCIÓN, CONTROL Y MEDIDA----	241
VII. ESQUEMA UNIFILAR DE CONEXIÓN A RED DE DISTRIBUCIÓN-----	242



TITULAR: INVERSIONES FJLC, S.A.
SITUACION: FINCA CASA BLANCA - PDL.16 PARC. 6
LOCALIDAD: SAN CLEMENTE (CUENCA)

AUTOR: Francisco Javier Lopez Cuenca
Telefono: 606 345 444
Email: fjlc@gmail.com

ESCUELA TECNICA
SUPERIOR DE INGENIERIA

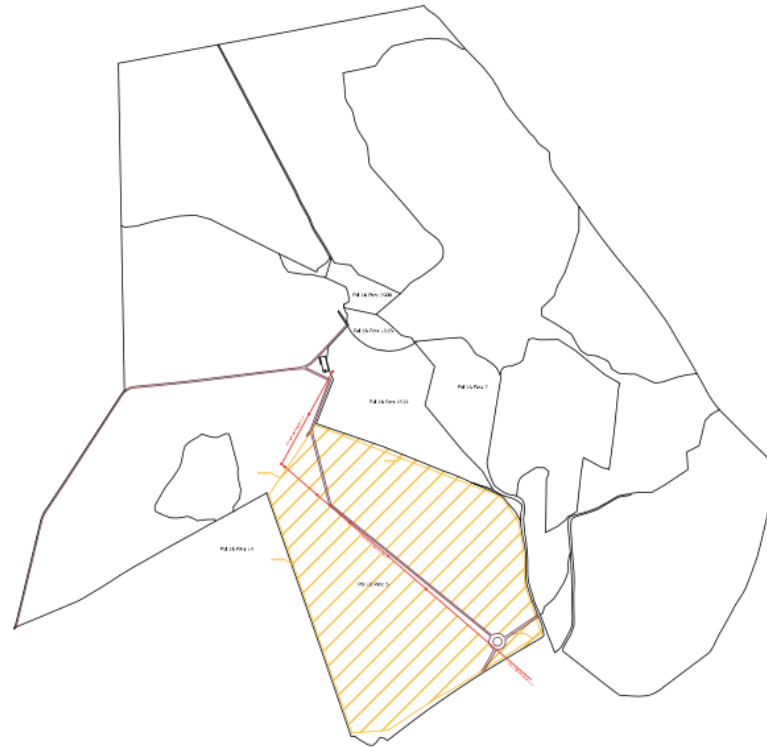


PROYECTO DE:
EJECUCION DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 8,75 MW
PARA GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA

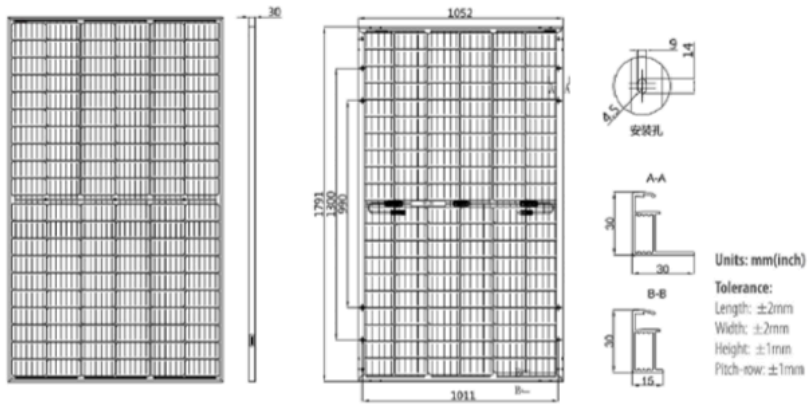
FECHA:
AGOSTO-2020
ESCALA:
S/E

PLANO DE:
SITUACION

PLANO nº:
1



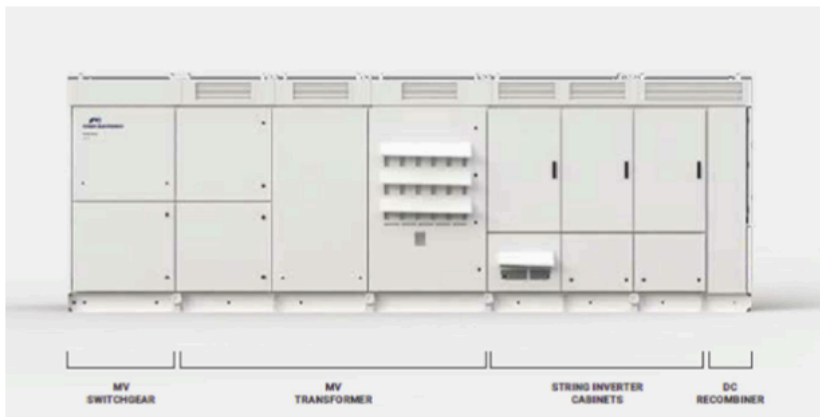
TITULAR: INVERSIONES FILC, S.A.	ESQUEMA TÉCNICO ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA ICAI	PROYECTO DE: EJECUCIÓN DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 8,75 MW PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	FECHA: AGOSTO-2020	PLANO DE: EMPLAZAMIENTO	PLANO Nº: 2
SITUACIÓN: FINCA CASA BLANCA - POL. 16 PARC. 6					
LOCALIDAD: SAN CLEMENTE (CIENGA)					
AUTORES: Francisco Javier Lopez Cuevas					
Teléfono: 826 345 444					
Email: fjl@ipma.com					



DETALLE DE MODULO SOLAR
LONGI SOLAR LR4-72 HRD 415M BIFACIAL



DETALLE DE SEGUIDOR SOLAR
SOLTEC SF7 BIFACIAL



DETALLE DE INVERSOR SOLAR
POWER ELECTRONIC FS1250 HE/HEC



TITULAR: INVERSIONES PILE, S.A.
SITUACION: FINCA CASA BLANCA - POL. 10 P.M.C. 6
LOCALIDAD: SAN CLEMENTE (CIERRE)
AUTOR: Francisco Javier Lopez Cuervo
Telefono: 800 365 444
Email: jfc@ignika.com

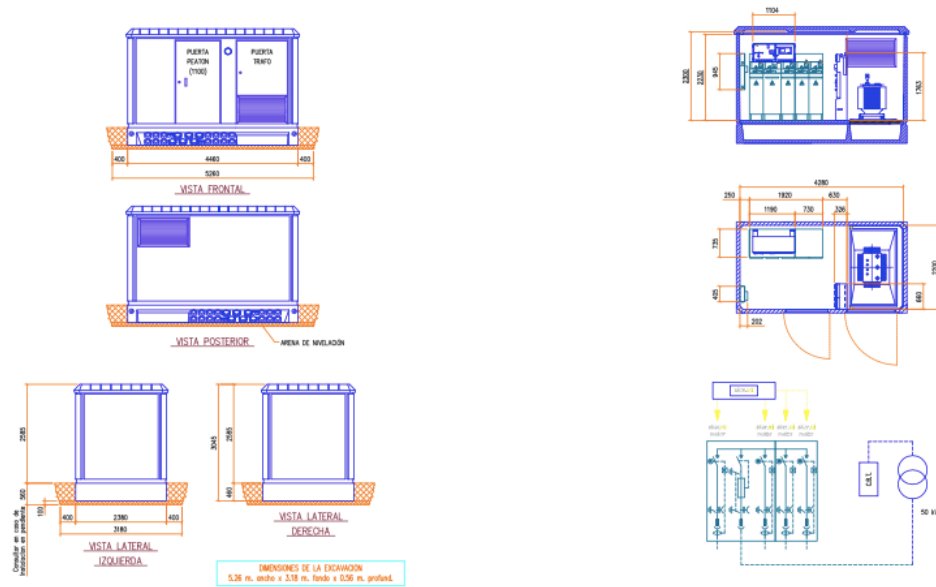
ESUELA TECNICA
SUPERIOR DE INGENIERIA
ICAI

PROYECTO DE: EJECUCION DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 8,75 MW
PARA GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA

PROYECTO:
AGDSTO-2020
EQUIPO:
S/E

DESCRIPCION:
DETALLES DE PLANTA SOLAR

FOLIO:
4

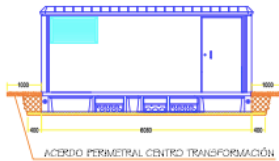
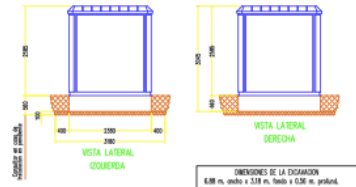
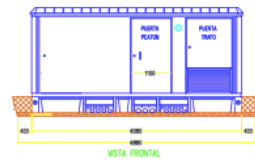
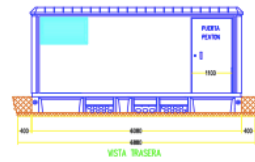


TITULAR: INVERSIONES FILC, S.A.
SITUACION: FINCA CASA BLANCA - POL.16 PARC. 6
LOCALIDAD: SAN CLEMENTE (CUENCA)
AUTOR: Francisco Javier Lopez Cuenca
Telefono: 606 345 444
Email: fjlca@gmail.com

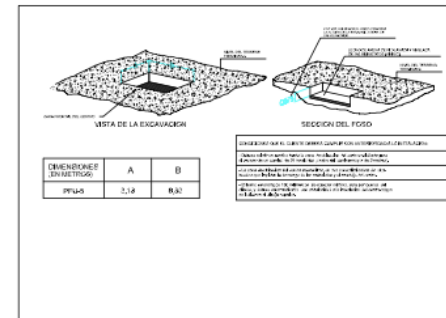
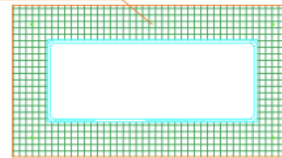
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA
ICAI

PROYECTO DE: EJECUCION DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 8,75 MW PARA GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA
FECHA: AGOSTO-2020
ESCALA: S/E
PLANO DE: DETALLE DE CENTRO DE SECCIONAMIENTO DE COMPAÑIA

PLANO nº1
5



LINEA PUESTA A TIERRA 35 mm² Cu y PICADO 1.4 mm 2 metros longitud Cu.

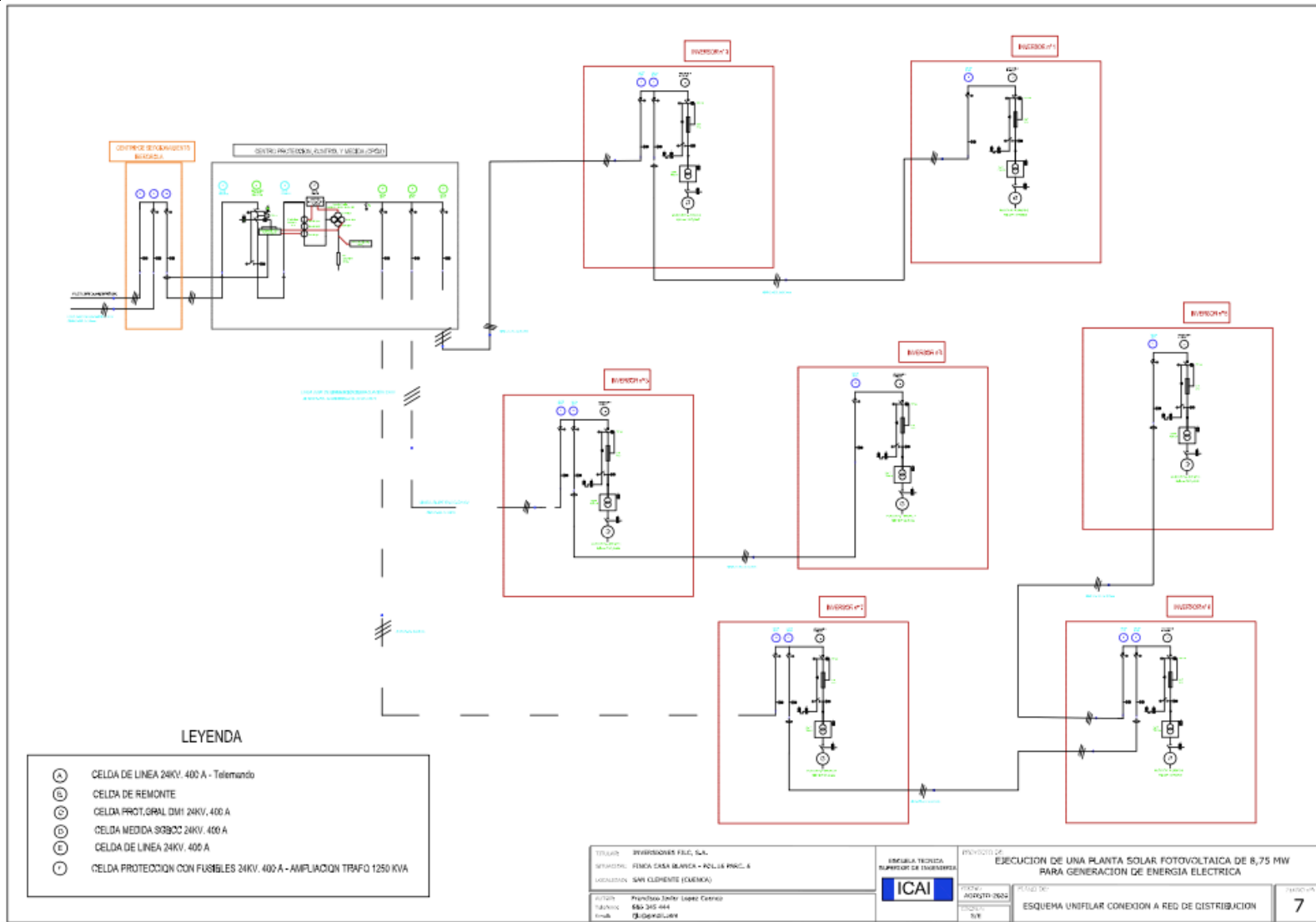


TITULAR: INVERSIONES PILE, S.A.
SITUACIÓN: FINCA CASA BLANCA - POLÍGONO PNRIC. 6
LOCALIDAD: SAN CLEMENTE (CUENCA)
PUESTO: Pertenecen a Inver Linceo Cuenca
Teléfono: 606 245 444
Email: i@sigmasi.com

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA
ICAI

PROYECTO DE: EJECUCIÓN DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 8,75 MW PARA GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA
FECHA: AGOSTO-2020
FUND. DE: DETALLE CENTRO DE PROTECCION, CONTROL Y MEDIDA
FECHA DE: 1.10.20

PLANO Nº 6



13. BIBLIOGRAFÍA

Alonso, C. “Docencia Prof. Consuelo Alonso para proyectos fotovoltaicos ICAI”

Alonso, C. “Energía Eólica”

Alonso, C. “Proyecto ejecutivo P.E. Espárrago”

1. <https://es.weatherspark.com/y/38369/Clima-promedio-en-San-Clemente-Espa%C3%B1a-durante-todo-el-a%C3%B1o>

2. <http://www.aemet.es/es/portada>

3. [http://info.igme.es/cartografiadigital/datos/tematicos/jpgs/Editado_Hidrogeologico1000\(1990\).jpg](http://info.igme.es/cartografiadigital/datos/tematicos/jpgs/Editado_Hidrogeologico1000(1990).jpg)

4. <http://www.yubasolar.net/2015/03/factores-de-perdidas-energeticas.html>

5. <https://es-pa.topographic-map.com/maps/4pio/Castilla-La-Mancha/>

6. https://www.iberdrola.es/luz?gclid=Cj0KCQjwhIP6BRCMARIsALu9Lfns88BIURj9ki03IysYnJ5D0hq_SaDGLHIR5dj801HfiocUr0Sik68aAhnFEALw_wcB&gclid=aw.ds

7. <https://solarfam.com/que-son-los-costes-operativos-de-una-instalacion-fotovoltaica/>

8. <https://economipedia.com/definiciones/flujo-de-caja-de-inversion.html>

9. <https://economipedia.com/definiciones/tasa-interna-de-retorno-tir.html>

10. <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2008-5269#:~:text=El%20vigente%20Reglamento%20de%20L%C3%ADneas,noviembre%2C%20conteniendo%20únicamente%20prescripciones%20técnicas.>

11. <https://esenergia.es/tesis-energia-solar-fotovoltaica/viabilidad-economica-instalacion-fotovoltaica/>

12. <https://soltec.com>

13. <https://www.pvsyst.com>

14. http://www.ambgreenpower.com/cuadro_strings_6.aspx

15. <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>

16. <https://photovoltaic-software.com/pv-softwares-calculators/online-free-photovoltaic-software/pvgis>

17. <https://www.nasa.gov>

18. <https://meteonorm.com/en/>

19. <https://www.ingeteam.com>

20. https://www.googleadservices.com/pagead/aclk?sa=L&ai=DChcSEwiZ_aSY8bHrAhXF4VEKHZd-BfsYABACGgJ3cw&ohost=www.google.com&cid=CAESP-D2WgkyIu_bLJScaZ0NFzPPmWWXmGte7uQg9hjNXpPY4gO8cWYmOb1nGQYnjxzmqqwI Z4x7sF9BBiVEf8Mwtw&sig=AOD64_2jBUXvoXt9jyVsn7JZZrKU7zo_dQ&q&adurl&ved=2ahUKEwj85mY8bHrAhU1C2MBHRWfAvoQ0Qx6BAgREAE

21. <https://www.ree.es/es>

22. https://www.ambientum.com/enciclopedia_medioambiental/energia/el_sol_fuente_basica_de_energia.asp

23. <https://www.areatecnologia.com/electricidad/paneles-solares.html>

24. <https://www.mincotur.gob.es/es-es/Paginas/index.aspx>

25. <https://www.omie.es>

26. <https://www.autodesk.com>

ANEXO ODS



OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Con este documento se pretende encuadrar este proyecto en Los Objetivos de Desarrollo Sostenible. Que son una iniciativa impulsada por las Naciones Unidas, también conocidos por las siglas ODS. los líderes mundiales adoptaron un conjunto de objetivos globales con los que se comprometieron a adoptar y fomentar 17 compromisos para hacer del mundo un lugar más habitable siendo esto la Guía de desarrollo hasta el 2030. Con este proyecto se pretende colaborar y aportar un grano de arena a la hora de conseguir esas metas. Por el genero y características, se discurre que este proyecto colabora incluye varios de estos objetivos.

A continuación, se presentan todos los objetivos que esta iniciativa persigue:



Tras el análisis de los objetivos de desarrollo sostenible se va a relacionar cuales de ellos están comprometidos con la finalidad de este proyecto en mayor medida y como estos aportan a las metas de cada uno.

Tratándose de una planta fotovoltaica, con lo cual hablamos de energía renovable, energía limpia, la iniciativa de este tipo de plantas era conseguir la independencia a los medios combustibles de producción energética, así como evitar el efecto contaminante que producen sobre el planeta. Se concluye que los objetivos que integran son:

- Energía asequible y no contaminante.
- Trabajo decente y crecimiento económico.
- Industria, innovación e infraestructuras.
- Producción y consumo responsable.
- Acción por el clima.

Energía asequible y no contaminante

Como se ha mencionado este es el objetivo que está más estrechamente ligado a este proyecto. El acceso a la energía es uno de los grandes problemas que atañen al mundo hoy en día es verdad que ya hay indicios alentadores que están provocando el cambio hacia el crecimiento en energía eficiente. Con este tipo de plantas de producción energética se amplía el horizonte hacia el acceso universal al servicio energético ya es por su fácil implantación y lo más importante no es necesario que la región goce de materias primas para la producción energética como petróleo o carbón.

Esta planta en concreto ayuda a mejorar la eficiencia energética y aumenta la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas que conforman el conjunto energético español. Con la implementación del proyecto se consigue ampliar las infraestructuras, además de usar tecnología avanzadas y menos contaminantes que los combustibles fósiles. Además de promover la inversión en infraestructuras energéticas y tecnología limpia.

Trabajo decente y crecimiento económico.

Con este proyecto se promueve la inversión, lo cual produce un efecto domino en todo el tejido económico del país. Con la premisa de impulsar el progreso, crear empleos decentes y mejorar los estándares de vida.

Gracias a esto, va a desencadenar muchos trabajos estables tanto en el mantenimiento de la instalación, su construcción, en el transporte... Está claro que es un beneficio para la población cercana que podrá ser contratada resultando de un impulso económico en la localidad que la colinda.

Industria, innovación e infraestructuras.

Relacionada con el punto anterior se consigue promover una industrialización inclusiva y sostenible de manera que se aumente la contribución de la industrial al aumentar el empleo y al producto interno bruto.

España como referente internacional en cuanto al desarrollo de tecnologías, la investigación e innovación en energía renovables. Suponiendo este punto una aportación al PIB nacional de 10.521 millones de euros. Por ello este proyecto apoya a este sector económico español sin necesidad de pedir referente o ayudas a expertos de otros países.

Producción y consumo responsable.

Por el gran crecimiento demográfico y por consiguiente industrial está acompañado de una degradación medioambiental del cual nos nutrimos, por eso es importante una gestión sostenible y el uso eficiente de los recursos naturales. Es cuando este proyecto toma sentido en este objetivo como se ha podido ver en el estudio medioambiental este no causa un gran impacto e invasión medioambiental y no produce desechos en la producción energética como lo hace la nuclear, ni CO₂ como cualquier fuente de energía fósil.

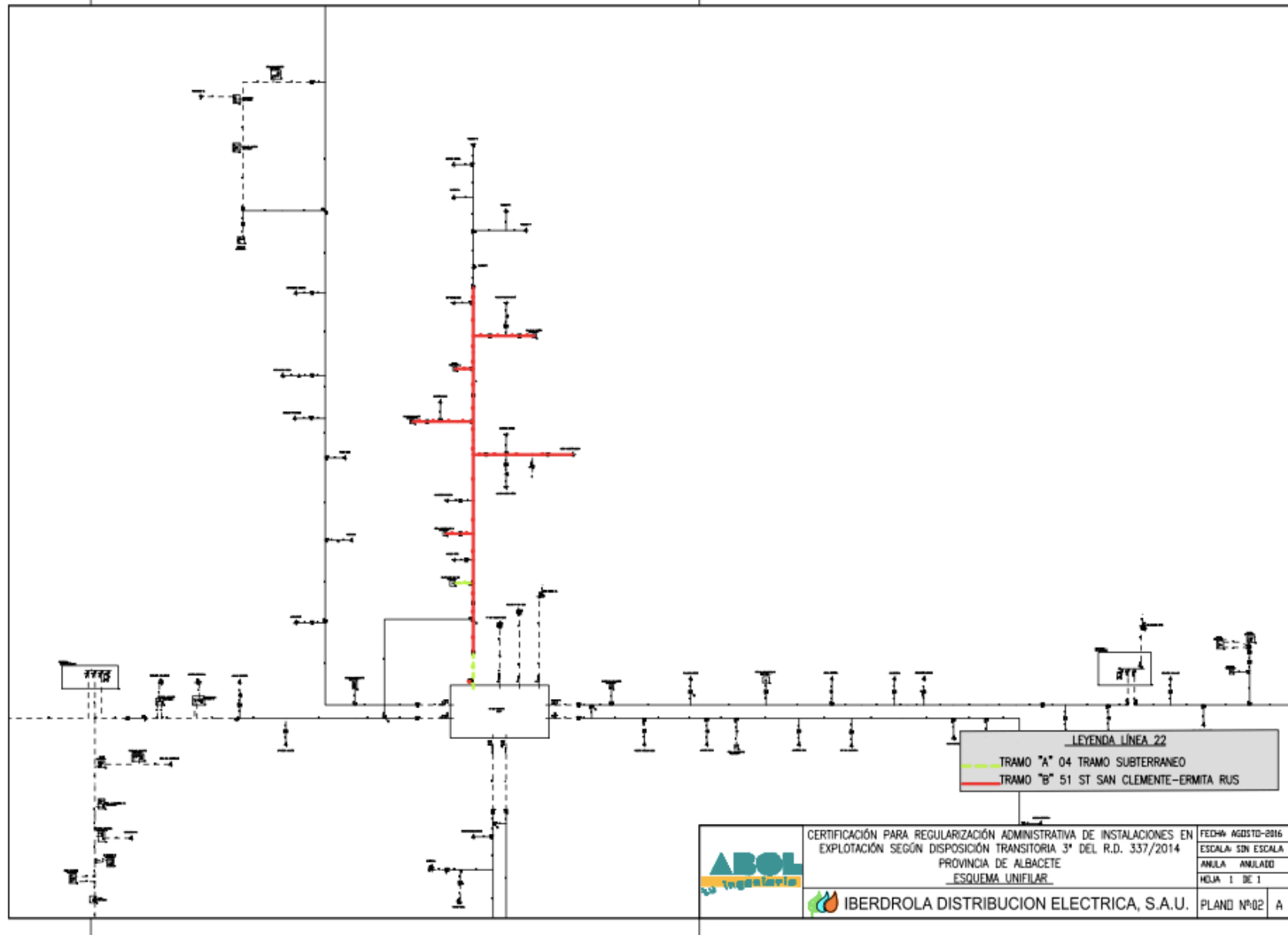
Consiguiendo así un ambiente más verde, menos contaminado mejorando el entorno y la calidad de vida de los seres que lo disfrutan.

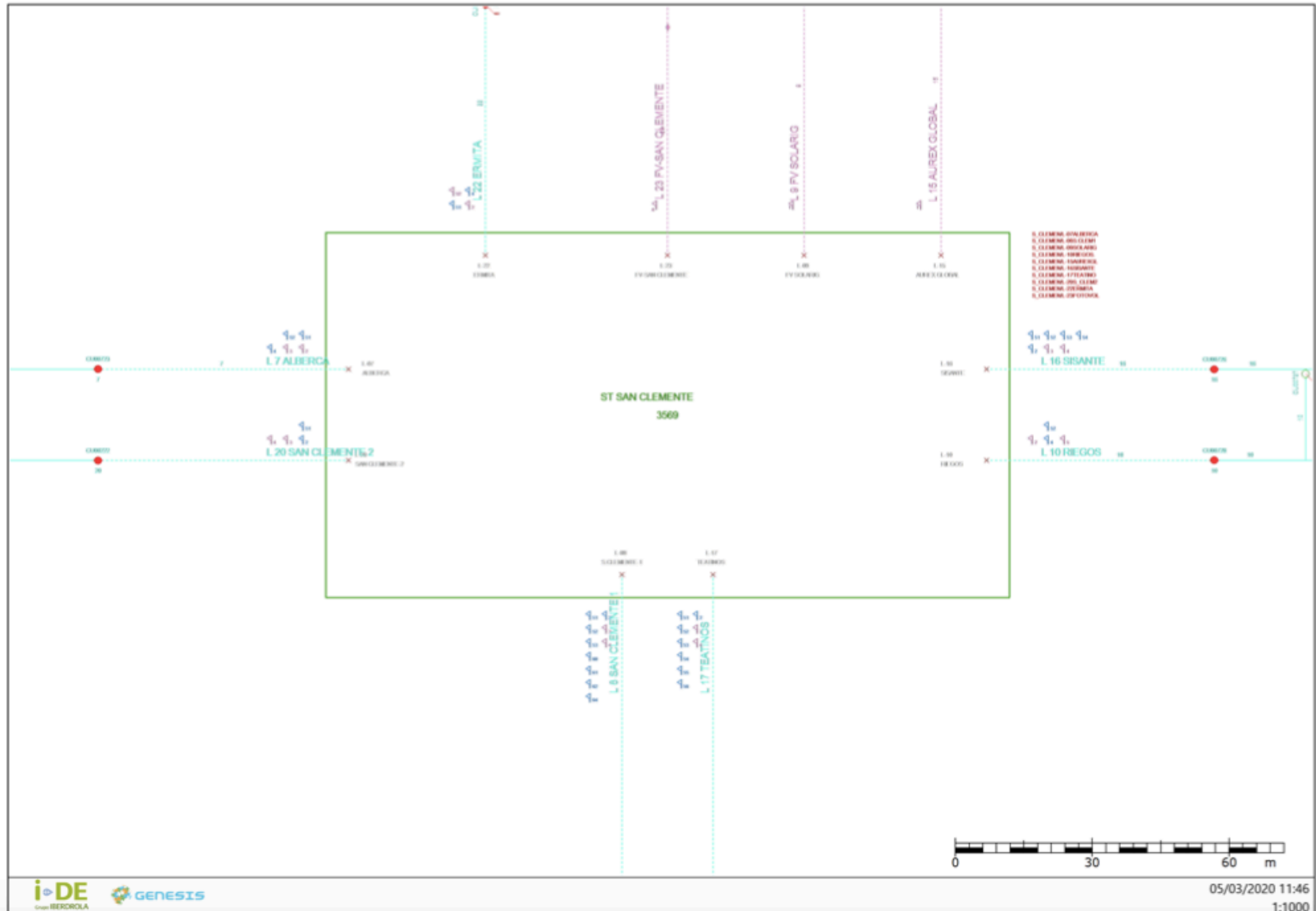
Acción por el clima.

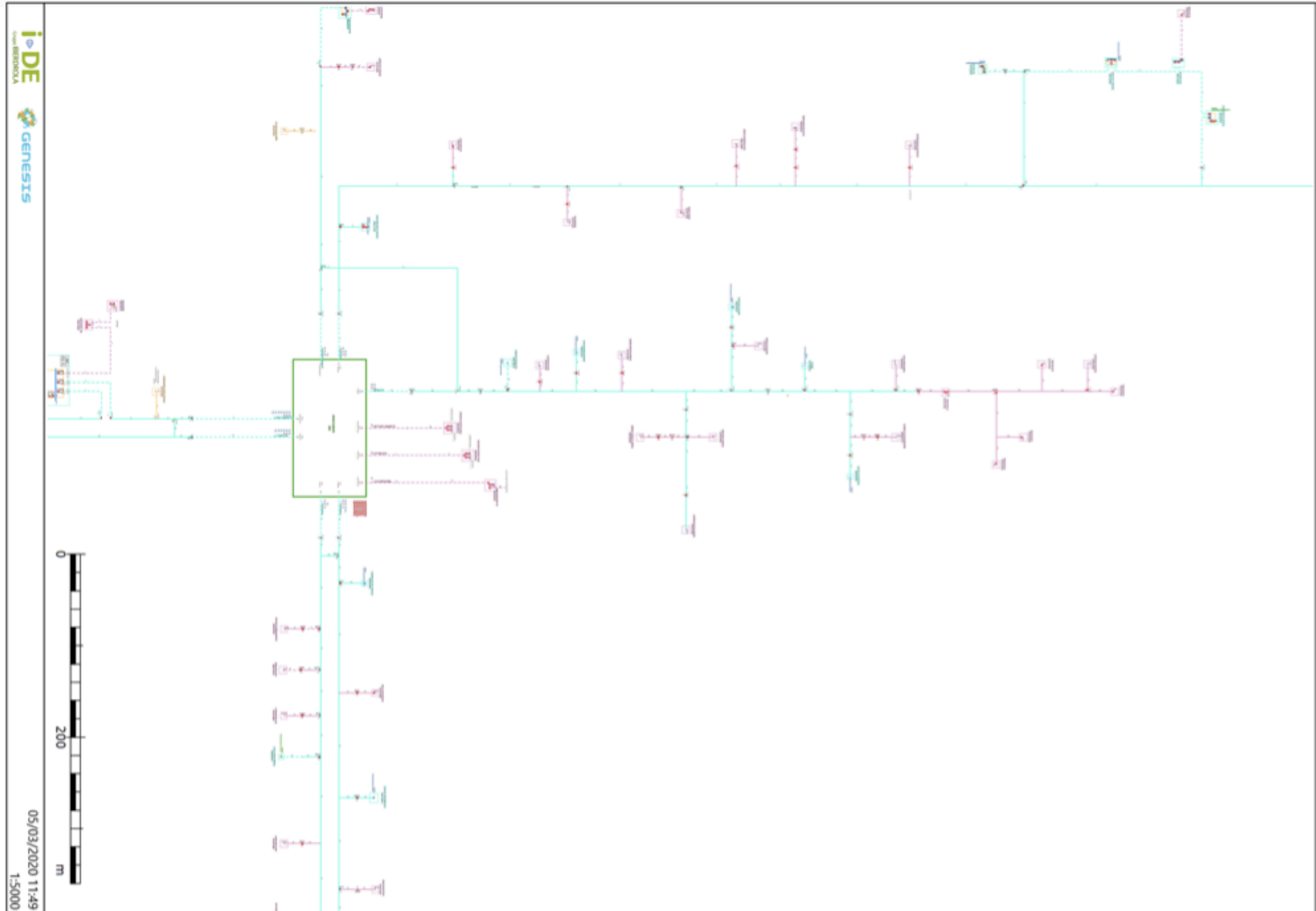
En la actualidad estamos lidiando con la degradación de los hábitats naturales con lo que esto conllevo a corto y largo plazo. El cambio climático es una realidad a la que no se le puede dar la espalda, el gran causante de este es debido al CO₂ que se produce en la combustión de combustibles fósiles. Por eso la energía solar es una de las alternativas más robustas y consolidadas, las plantas solares, además, no emiten gases contaminantes y son extremadamente silenciosas.

ANEXO A PLANOS RED ELÉCTRICA DE LA ZONA

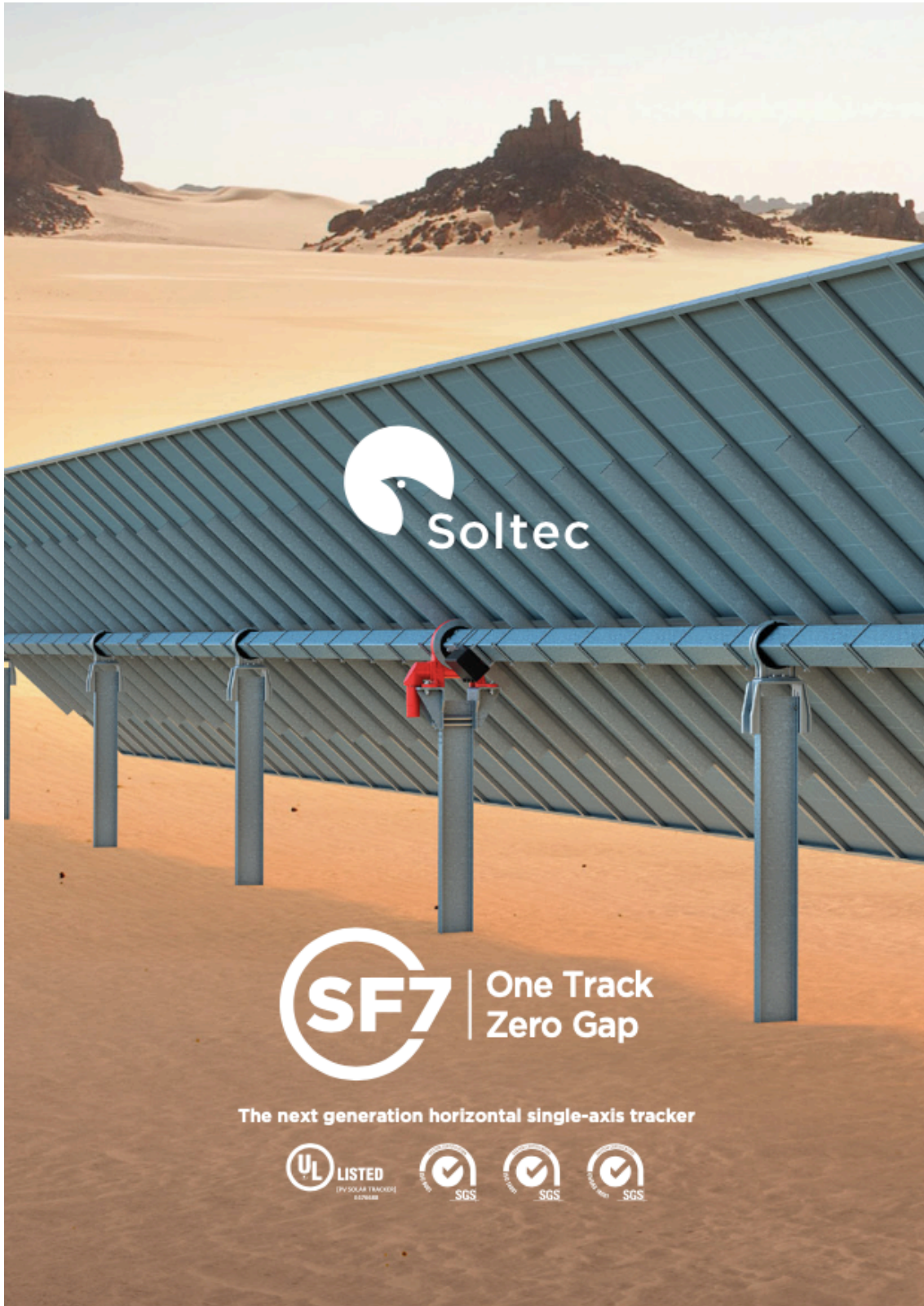
Como ya se ha comentado, aquí viene los planos aportados por la compañía eléctrica Iberdrola que es la que opera en el área planteado para la ejecución de la planta solar. En ella se puede apreciar un esquema unifilar de las líneas de distribución y las subestaciones.







ANEXO B DATASHEET DE LA ESTRUCTURA



HOJA TÉCNICA



CARACTERÍSTICAS

Sistema de seguimiento	Horizontal a un eje con filas individuales
Rango de rotación	120°+
Alimentación	Autoalimentado PV Series Opcional: AC/DC
Algoritmo de seguimiento	Astronómico con TeamTrack Backtracking
Comunicación	
Inalámbrica	Radio + cable RS-485
Opcional: cable	RS-485
Resistencia al viento	Según normativa local
Adaptación al terreno	
Filas independientes	Sí
Pendiente norte-sur	17%
Pendiente este-oeste	Ilimitada
Ratio de ocupación	Configurable. Rango típico: 28-50%
Cimentación	Hinca Tornillo Zapata
Rango de temperatura	
Estándar	de -20°C a +55°C de -4°F a +131°F
Extendida	de -40°C a +55°C de -40°F a +131°F
Disponibilidad	>99%
Módulos	Estándar: 72 células Opcional: 60 células; cristalino Capa fina (Solar Frontier, First Solar y otros); bifacial

CONFIGURACIONES

1000V	Longitud	Altura	Anchura	1500V	Longitud	Altura	Anchura
2x38	38.1 m (124' 12")	3.95 m (12' 12")	3.92 m (12' 12")	2x42	42.1 m (138' 12")	3.95 m (12' 12")	3.92 m (12' 10")
				2x43.5	44.1 m (144' 8")		
2x40	40.1 m (131' 7")			2x45	45.1 m (147' 12")		

SERVICIOS

Orientación en instalación	Llave en mano
Soporte técnico	Puesta en marcha
Pull Out Test	Mantenimiento

VENTAJAS DE MANTENIMIENTO

Casquillo de rotación autolubricado
Modo de limpieza Face to Face
Pasillos más anchos

GARANTÍA

Estructura 10 años (prorrogable)
Motor 5 años (prorrogable)
Electrónica 5 años (prorrogable)

ESPAÑA / Sede central
Pol. Ind. La Serreta
Gabriel Campillo s/n 30500
Molina de Segura, Murcia, Spain
info@soltec.com
T +34 968 603 153

MADRID
Téllez 56, Oficina B1
28007 Madrid, Spain
emea@soltec.com

BRASIL
brasil@soltec.com
+55 71 3026 1444

CHILE
chile@soltec.com
+56 (02) 25738559

CHINA
china@soltec.com
+86 15021713965

MÉXICO
mexico@soltec.com
+52 1 55 5557 3144

PERÚ
peru@soltec.com
+51 53 50 7315

INDIA
india@soltec.com
+91 124 4568202

ESCANDINAVIA
scandinavia@soltec.com
+45 70 43 01 50

ESTADOS UNIDOS
usa@soltec.com
+1 510 440 9200



Tecnología revisada
por DNV GL
Informe de bancabilidad
TESTADO EN
TÚNEL DE VIENTO

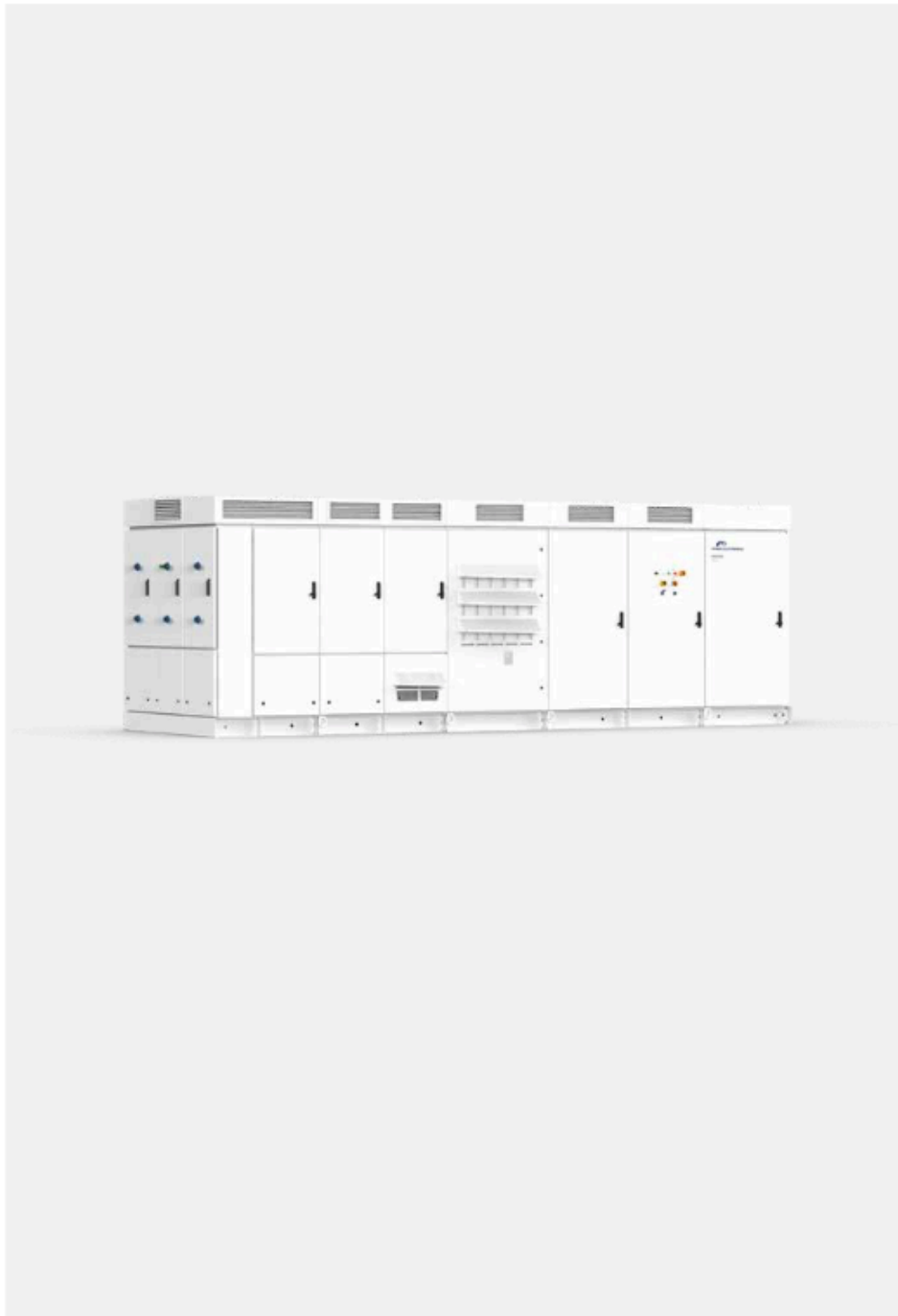


www.soltec.com

Contenido sujeto a cambios sin previo aviso • @Soltec Energías Renovables • SF7.17042I

ANEXO C DATASHEET INVERSOR

POWER ELECTRONICS



HEM

UTILITY SCALE MV CENTRAL STRING INVERTER

-  **FRU** FIELD REPLACEABLE UNITS
-  **OUTDOOR DURABILITY**
-  **BUS PLUS** SOLAR + STORAGE
-  **NEMA 3R**
-  **iCOOL 3**
-  **ACTIVE HEATING**
-  **3 LEVEL TOPOLOGY**
-  **ECON MODE**

THE INNOVATIVE MEDIUM VOLTAGE CENTRAL STRING INVERTER

The Power Electronics HEM medium voltage inverter is designed for utility scale solar applications, that require the advantages of a central inverter solution but also the modularity of a string architecture. The HEM can reach up to a nominal power of 3.6 MVA, and offers a wide MPPT window. It also has the added advantage of having an integrated medium voltage transformer and switchgear.

The Bus Plus ready feature allows the connection of up to six Freemaq DC/DC converters. It is the most cost competitive solution for solar-plus-storage retrofits.

Its architecture, composed of six field replaceable units (FRU), is designed to provide the highest availability and optimize yield production. Its use in Utility Scale PV plants provides considerable savings in CAPEX, since having an integrated MV transformer and switchgear reduces the need of additional connections between the LV and MV sides.

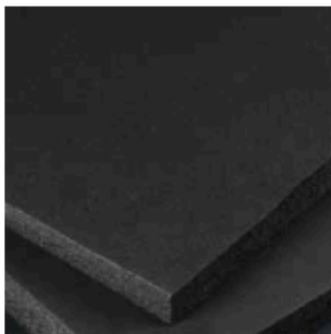
Thanks to the Power Electronics iCOOL3 cooling system, the HEM is able to provide NEMA 3R degree of protection with an air cooling system, and as a result reducing OPEX costs. This product has been designed to be the lowest LCOE solution in the market for solar applications.

POWER ELECTRONICS

ROBUST DESIGN



Polymeric Painting



Closed-Cell Insulation



Galvanized Steel | Stainless Steel (Optional)

HEM inverter modules have a design life of greater than 30 years of operation in harsh environments and extreme weather conditions. HEM units are tested and ready to withstand conditions from the frozen Siberian tundra to the Californian Death Valley, featuring:

Totally sealed electronics cabinet protects electronics against dust and moisture.

Conformal coating on electronic boards shields PCBs from harsh atmospheres.

Temperature and humidity controlled active heating prevents internal water condensation.

C4 degree of protection according to ISO 12944.
Up to C5-M optional.

Closed-Cell insulation panel isolates the cabinet from solar heat gains.

Roof cover designed to dissipate solar radiation, reduce heat build-up and avoid water leakages.

The solid HEM structure avoids the need of additional external structures.

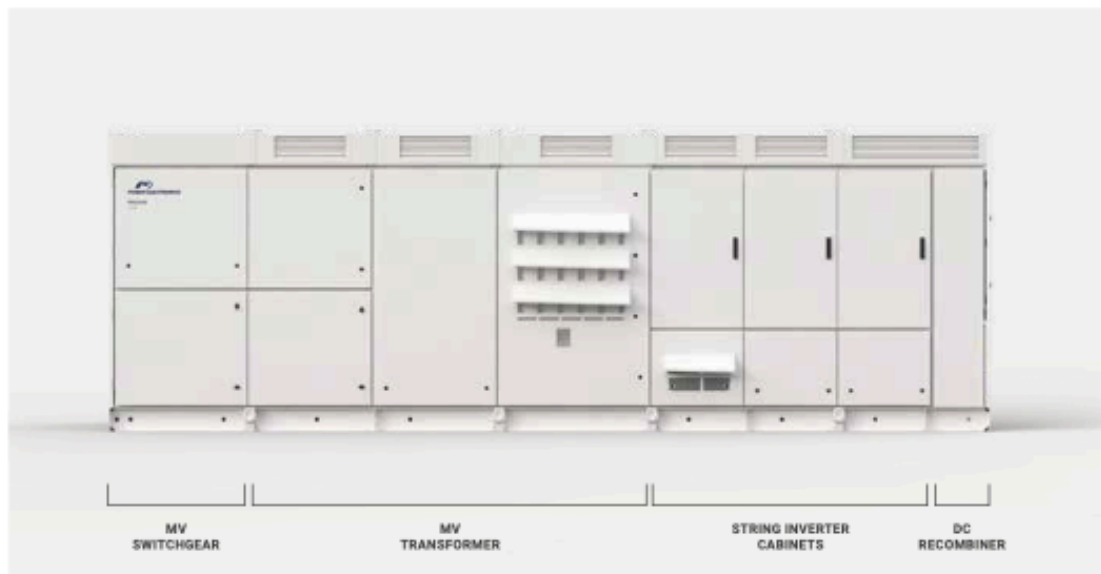
Random units selected to pass a Factory Water Tightness Test ensuring product quality.

NEMA 3R.

REAL TURN-KEY SOLUTION - EASY TO SERVICE

With the HEM, Power Electronics offers a real turn-key solution, including the MV transformer and switchgear fully assembled and tested at the factory. The HEM is a compact turn-key solution that will reduce site design, installation and connection costs, and therefore will minimize the LCOE.

By providing full front access the HEM series simplifies the maintenance tasks, reducing the MTTR (and achieving a lower OPEX). The total access allows a fast swap of the FRUs without the need of qualified technical personnel.



STRING CONCEPT POWER STAGES

The HEM combines the advantages of a central inverter with the modularity of the string inverters. Its power stages are designed to be easily replaceable on the field without the need of advanced technical service personnel, providing a safe, reliable and fast Plug&Play assembly system.

Following the modular philosophy of the Freesun series, the HEM is composed of 6 FRUs (field replaceable units), where all the power stages are physically joined in the DC side and therefore, in the event of a fault, the faulty module is taken off-line and its power is distributed evenly among the remaining functioning FRUs.



INNOVATIVE COOLING SYSTEM

Based on more than 3 years of experience with our MV Variable Speed Drive, the iCOOL3 system allows to get NEMA 3R degree of protection in an outdoor solar inverter. iCOOL3 delivers a constant stream of clean air to the FRUs and the MV transformer, being the most effective way of reaching up to NEMA 3R degree of protection, without

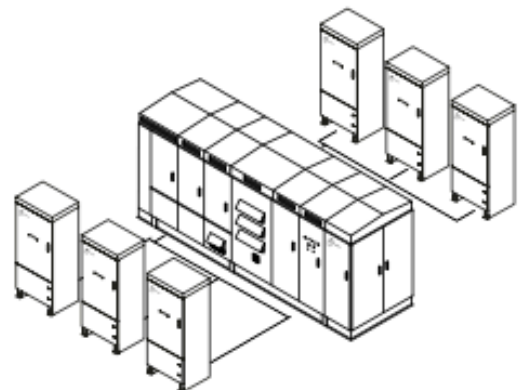
having to maintain cumbersome dust filters or having to use liquid-cooling systems, avoiding the commonly known inconveniences of it (complex maintenance, risk of leaks, higher number of components...), therefore resulting in an OPEX cost reduction and a LCOE improvement.



BUS PLUS READY - SOLAR + STORAGE

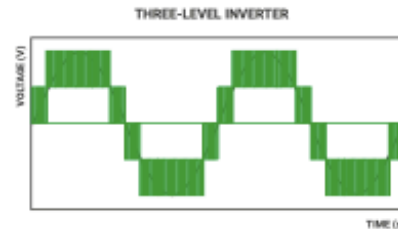
The Bus Plus feature allows the connection of up to six Freemaq DC/DC converters. It is the most cost competitive solution for solar-plus-storage retrofits. It prevents from additional connections out of the inverter between the DC/DC converters and the PV field. This solution provides considerable savings in CAPEX.

Power Electronics Freemaq DC/DC is a modular outdoor solution available from 500 kW to 3000 kW, fully compatible with different battery technologies and manufacturers. Freemaq DC/DC converter allows clipping energy recovery that will boost customer revenues and avoids the installation of additional station with a dedicated MV transformer.



MULTILEVEL TOPOLOGY

The multilevel IGBT topology is the most efficient approach to manage high DC link voltages and makes the difference in the 1,500 Vdc design. Power Electronics has many years of power design in both inverters and MV drives and the HEM design is the result of our experience with 3 level topologies. The 3 level IGBT topology reduces stage losses, increases inverter efficiency and minimizes total harmonic distortion. High efficiency to deliver the lowest LCOE.



VAR AT NIGHT

At night, in case of solar applications, the HEM inverter can shift to reactive power compensation mode. The inverter can respond to an external dynamic signal, a Power Plant Controller command or pre-set reactive power level (kVAR).

ACTIVE HEATING

At night, when the unit is not actively exporting power, the inverter can import a small amount of power to keep the inverter internal ambient temperature above -20°C, without using external resistors. This autonomous heating system is the most efficient and homogeneous way to prevent condensation, increasing the inverters availability and reducing maintenance. **PATENTED**

ECON MODE

This innovative control mode allows increasing the efficiency of the MV transformer up to 25%, reducing the power consumption of the plant and therefore providing considerable

savings. Available as an optional kit, this feature has a pay-back time of less than a few years, therefore resulting in the increase of the plant lifetime overall revenue.

EASY TO MONITOR

The Freesun app is the easiest way to monitor the status of our inverters. All our inverters come with built-in wifi, allowing remote connectivity to any smart device for detailed updates

and information without the need to open cabinet doors.

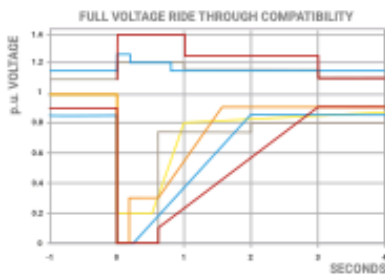
The app user-friendly interface allows quick and easy access to critical information (energy registers, production and events).

AVAILABLE INFORMATION	Grid and PV field data, inverter and power module data (voltages, currents, power, temperatures, I/O status...), weather conditions, alarms and warnings events, energy registers. Others.
FEATURES	Easy Wireless connection. Comprehensive interface. Real time data. Save and copy settings.
LANGUAGE	English, Spanish.
SYSTEM REQUIREMENTS	iOS or Android devices.
SETTINGS CONTROL	Yes.

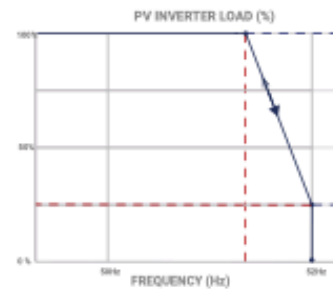


DYNAMIC GRID SUPPORT

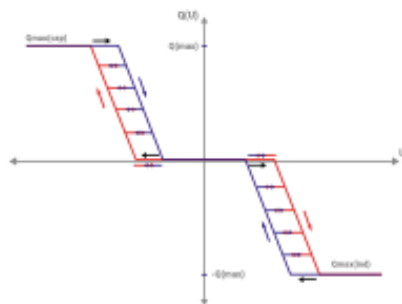
HEM firmware includes the latest utility interactive features (LVRT, OVRT, FRS, FRT, Anti-islanding, active and reactive power curtailment...), and can be configured to meet specific utility requirements.



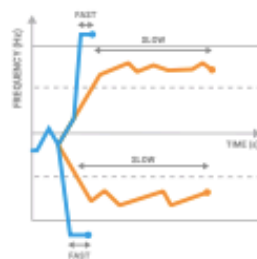
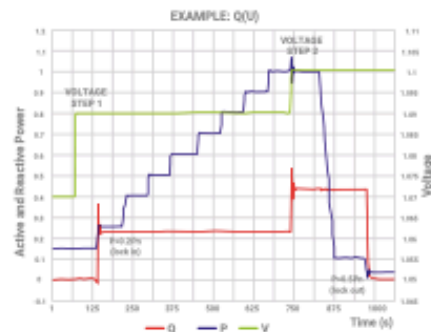
Low Voltage Ride Through (LVRT or ZVRT). Inverters can withstand any voltage dip or profile required by the local utility. In this situation, the inverter can inject current up to the nominal value.



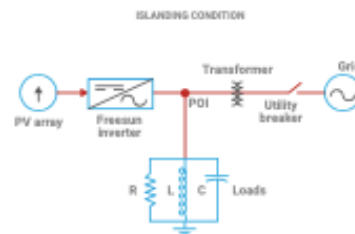
Frequency Regulation System (FRS). Frequency droop algorithm curtails the active power along a preset characteristic curve supporting grid stabilization.



Q(V) curve. It is a dynamic voltage control function which provides reactive power in order to maintain the voltage as close as possible to its nominal value.



Frequency Ride Through (FRT). Freesun solar inverters have flexible frequency protection settings and can be easily adjusted to comply with future requirements.



Anti-islanding. This protection combines passive and active detection methods that eliminate nuisance tripping and allow to comply with the IEC 62116 and IEEE 1547 standards.

FRONT VIEW




BACK VIEW



TECHNICAL CHARACTERISTICS HEM

REFERENCE	FS3510M	
OUTPUT	AC Output Power (kVA/kW) @50°C ^[1]	1250
	AC Output Power (kVA/kW) @40°C ^[1]	1364
	Operating Grid Voltage (VAC)	34.5kV ±10%
	Operating Grid Frequency (Hz)	60Hz
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519
	Power Factor (cosine phi) ^[3]	0.5 leading ... 0.5 lagging adjustable
INPUT	MPPT @full power (VDC)	565-820V
	Maximum DC voltage	1500V
	Number of PV inputs ^[2]	Up to 36
	Number of Freemaq DC/DC inputs ^[4]	Up to 6
	Max. DC continuous current (A) ^[4]	3970
	Max. DC short circuit current (A) ^[4]	6000
EFFICIENCY & AUXILIARY SUPPLY	Efficiency (Max) (η)	97.80% including MV transformer
	CEC (η)	97.51% including MV transformer
	Max. Power Consumption (KVA)	20
CABINET	Dimensions [WxDxH] (ft)	21.7 x 7 x 7
	Dimensions [WxDxH] (m)	6.6 x 2.2 x 2.2
	Weight (lb)	30865
	Weight (kg)	14000
	Type of ventilation	Forced air cooling
ENVIRONMENT	Degree of protection	NEMA 3R
	Permissible Ambient Temperature	-35°C to +60°C / >50°C Active Power derating
	Relative Humidity	4% to 100% non condensing
	Max. Altitude (above sea level) ^[5]	2000m
	Noise level ^[6]	< 79 dBA
CONTROL INTERFACE	Communication protocol	Modbus TCP
	Plant Controller Communication	Optional
	Keyed ON/OFF switch	Standard
PROTECTIONS	Ground Fault Protection	GFDI and Isolation monitoring device
	General AC Protection	MV Switchgear (configurable)
	General DC Protection	Fuses
	Overvoltage Protection	AC, DC Inverter and auxiliary supply type 2
CERTIFICATIONS	Safety	UL 1741, CSA 22.2 No.107.1-16
	Compliance	NEC 2017
	Utility interconnect	IEEE 1547.1-2005 / UL 1741 SA-Feb. 2018

ANEXO D DATASHEET PANEL SOLAR

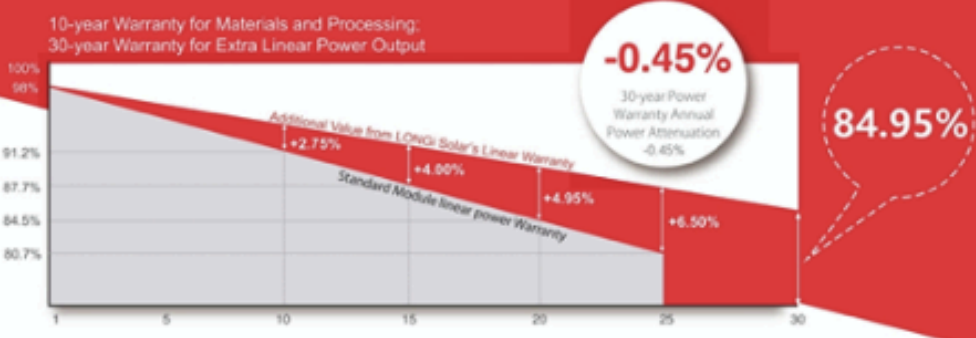


LR4-72HBD
415~435M

Hi-MO4


*High Efficiency
Low LID Bifacial PERC with
Half-cut Technology*

10-year Warranty for Materials and Processing;
30-year Warranty for Extra Linear Power Output



Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC61730, UL1703
ISO 9001:2008: ISO Quality Management System
ISO 14001: 2004: ISO Environment Management System
TSG2911: Guideline for module design-qualification and type approval
OHSAS 18001: 2007 Occupational Health and Safety



* Specifications subject to technical changes and tests. LONGi Solar reserves the right of interpretation.

Front side performance equivalent to conventional low LID mono PERC:

- High module conversion efficiency (up to 23.4%)
- Better energy yield with excellent low irradiance performance and temperature coefficient
- First year power degradation <2%

Bifacial technology enables additional energy harvesting from rear side (up to 25%)


Glass/glass lamination ensures 30 year product lifetime, with annual power degradation < 0.45%, 1500V compatible to reduce BOS cost.

Solid PID resistance ensured by solar cell process optimization and careful module BOM selection

Reduced resistive loss with lower operating current

Higher energy yield with lower operating temperature

Reduced hot spot risk with optimized electrical design and lower operating current

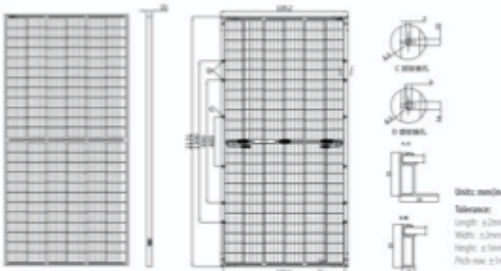


Room 801, Tower 3, Lujiazui Financial Plaza, No.826 Century Avenue, Pudong Shanghai, 200120, China
Tel: +86-21-80162606 E-mail: module@longi-silicon.com Facebook: www.facebook.com/LONGiSolar

Note: Due to continuous technical innovation, R&D and improvement, technical data above mentioned may be of modification accordingly. LONGi Solar have the sole right to make such modification at anytime without further notice; Demanding party shall request for the latest datasheet for such as contract need, and make it a consisting and binding part of lawful documentation duly signed by both parties.

20190509-Draft

LR4-72HBD 415~435M

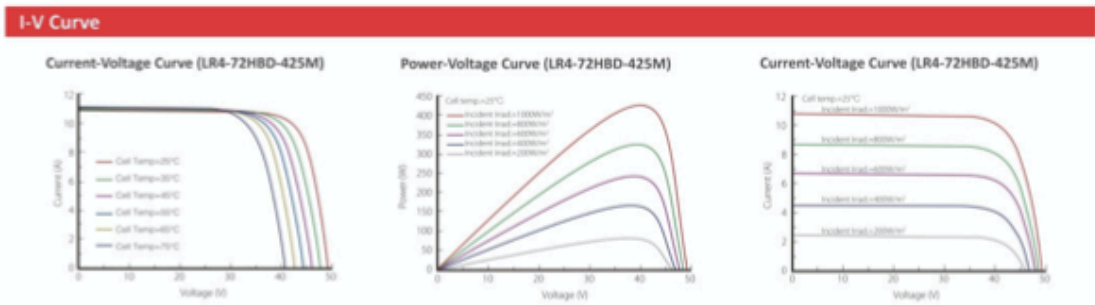
Design (mm)	Mechanical Parameters	Operating Parameters
	<p>Cell Orientation: 144 (6x24)</p> <p>Junction Box: IP68, three diodes</p> <p>Output Cable: 4mm², 300mm in length, length can be customized</p> <p>Glass: Dual glass 2.0mm tempered glass</p> <p>Frame: Anodized aluminum alloy frame</p> <p>Weight: 29.5kg</p> <p>Dimension: 2131x1052x35mm</p> <p>Packaging: 30pcs per pallet 150pcs per 20'GP 660pcs per 40'HC</p>	<p>Operational Temperature: -40°C ~ +85°C</p> <p>Power Output Tolerance: 0 ~ +5 W</p> <p>Voc and Isc Tolerance: ±3%</p> <p>Maximum System Voltage: DC1500V (IEC/UL)</p> <p>Maximum Series Fuse Rating: 20A</p> <p>Nominal Operating Cell Temperature: 45±2°C</p> <p>Safety Class: Class II</p> <p>Fire Rating: UL type 6</p> <p>Bifaciality: ≥75%</p>

Electrical Characteristics	Test uncertainty for Pmax: ±3%									
	LR4-72HBD-415M		LR4-72HBD-420M		LR4-72HBD-425M		LR4-72HBD-430M		LR4-72HBD-435M	
Model Number	LR4-72HBD-415M		LR4-72HBD-420M		LR4-72HBD-425M		LR4-72HBD-430M		LR4-72HBD-435M	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	415	308.6	420	312.3	425	316.0	430	319.7	435	323.5
Open Circuit Voltage (Voc/V)	49.0	45.6	49.2	45.8	49.4	46.0	49.6	46.2	49.8	46.4
Short Circuit Current (Isc/A)	10.73	8.69	10.80	8.74	10.86	8.80	10.93	8.85	11.00	8.91
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	40.6	37.7	40.8	37.9	41.0	38.1	41.2	38.2	41.4	38.4
Current at Maximum Power (Imp/A)	10.23	8.19	10.30	8.25	10.37	8.30	10.44	8.36	10.51	8.42
Module Efficiency(%)	18.5		18.7		19.0		19.2		19.4	
STC (Standard Testing Conditions): Irradiance 1000W/m ² , Cell Temperature 25°C, Spectra at AM1.5										
NOCT (Nominal Operating Cell Temperature): Irradiance 800W/m ² , Ambient Temperature 20°C, Spectra at AM1.5, Wind at 1m/s										

Electrical characteristics with different rear side power gain (reference to 425W front)

Pmax /W	Voc/V	Isc /A	Vmp/V	Imp /A	Pmax gain
446	49.4	11.41	41.0	10.88	5%
468	49.4	11.95	41.0	11.40	10%
489	49.5	12.49	41.1	11.92	15%
510	49.5	13.04	41.1	12.44	20%
531	49.5	13.58	41.1	12.96	25%

Temperature Ratings (STC)		Mechanical Loading	
Temperature Coefficient of Isc	+0.060%/C	Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Temperature Coefficient of Voc	-0.300%/C	Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Temperature Coefficient of Pmax	-0.370%/C	Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s



ANEXO E DATASHEET CAJA DE CONEXIONES



Ingeniería • Energía Solar • Eólica • Biomasa • ESES

Ficha Cuadro STC8 100A

Descripción:	Información técnica y manual del cuadro STC8 100A
Revisión:	1ª versión

En este documento se explicarán las características técnicas y el manual de uso del cuadro de series pequeño (hasta 8 strings). A lo largo de este informe veremos todo lo necesario para manejar el cuadro con seguridad y conocer sus ventajas.

FICHA TÉCNICA CUADRO STC8 100A

Descripción del cuadro:

Cuadro protección series fotovoltaicas sin monitorización, hasta 8 entradas + con bases portafusibles y fusibles para continua de 16A y 8 entradas - con protección de fusible. Salida con seccionador hasta 1000Vdc y 100A, sin contacto auxiliar de estado. Montado en caja de doble aislamiento con tapa transparente, 380x760x225mm (máximo), IP55. Entradas con prensaestopas M16 para entrada de cable de strings, de M20 para las salidas de tierra y del seccionador. Con protector contra sobretensiones de continua clase 2 hasta 1000Vdc, sin contacto auxiliar. Completo, montado y cableado. Según normas IEC.

Elementos del cuadro:

El cuadro está compuesto fundamentalmente por los siguientes elementos:

- Módulo poliéster 380x760x225mm, IP 55 con placa de montaje aislante
- Protector contra sobretensiones de continua clase 2 hasta 1000Vdc
- Fusible.10x38 16A 900Vdc
- Base portafusible UTE 10x38 carril 32A 1000Vdc
- Seccionador hasta 1000Vdc y 100A
- Prensaestopas M16
- Prensaestopas M20

Tabla de características:

CARACTERÍSTICAS GLOBALES DEL MONTAJE	
Tensión máxima de uso	1000Vdc
Corriente máxima de uso	100A
Tensión de aislamiento	1000Vdc
Capacidad de seccionamiento	Si, por interruptor de corte en carga
Protección por fusible	Si
Protección contra sobretensiones	Si
IP	55
Prensaestopas	Si
CARACTERÍSTICAS DEL INTERRUPTOR	
Marca	Telergon / Socomec
Tensión máxima de corte	1000Vdc
Corriente máxima de corte	100A
Tensión de aislamiento	1000Vdc
Accionamiento	Por mando directo
Categoría de empleo	DC21
Tipo de conexión	Disponible en pletina ó brida
CARACTERÍSTICAS DEL FUSIBLE	
Marca	DF
Tensión máxima de uso	900Vdc
Corriente de fusión de fusible	16A
Tensión de aislamiento (base)	1000Vdc
Corriente máxima de la base	32 A
Tipo de base	UTE
Calibre	10x38
Montaje	Carril
Conexión	Brida
CARACTERÍSTICAS DEL PROTECTOR	
Marca	Weidmüller
Tipo	Tipo II
Tensión de uso	1000Vdc
I de descarga	40kA
CARACTERÍSTICAS DE LA ENVOLVENTE	
Marca	Claved
Dimensiones máximas	380x760x225mm
IP	55
IK	10
Tapa	Transparente
Prensaestopas	Si (M16 y 20)
IP Prensas	66
Placa de montaje	Aislante

MANUAL DE USO

Instalación:

- El cuadro de strings STC8 100A requiere la instalación por personal capacitado.
- El armario puede ir ubicado en interior o a la intemperie.
- El cableado consiste en conectarle las entradas de string a los fusibles, la tierra al protector y la salida de agrupación que llegar al inversor o siguiente cuadro de protecciones de un nivel más alto.
- Prestar especial atención en cablear los polos positivos y negativos en los fusibles y terminales indicados. Nunca mezclarlos.
- Tras esto cerrar las bases portafusibles y el interruptor.

Precauciones:

- El mantenimiento debe realizarse por personal capacitado.
- Se recomienda cerrar firmemente los prensaestopas para garantizar la estanqueidad adecuada al entorno.
- Nunca hay que abrir los fusibles en carga, cortar primero la generación abriendo con el interruptor.
- Vigilar que el protector contra sobretensiones esté Ok, si no es así cambiarlo, previo corte del interruptor.

Funcionamiento:

- Si un string queda en cortocircuito antes de los fusibles, el cuadro protege los cables provenientes del string, mediante los fusibles, de la Icc de las strings que están paralelo con la string en corto.
- La caja permite realizar funciones de mantenimiento con el interruptor de corte en carga que aislará el resto de la instalación del conjunto de strings conectadas al cuadro.
- Ante una sobretensión el cuadro protege la instalación disipando la misma con su protector contra sobretensiones.

Con un fusible fundido o en mal estado:

- Es muy importante cortar el interruptor antes de abrir cualquier fusible. Después abrir el fusible con tranquilidad y sustituirlo, luego volver a cerrar el interruptor

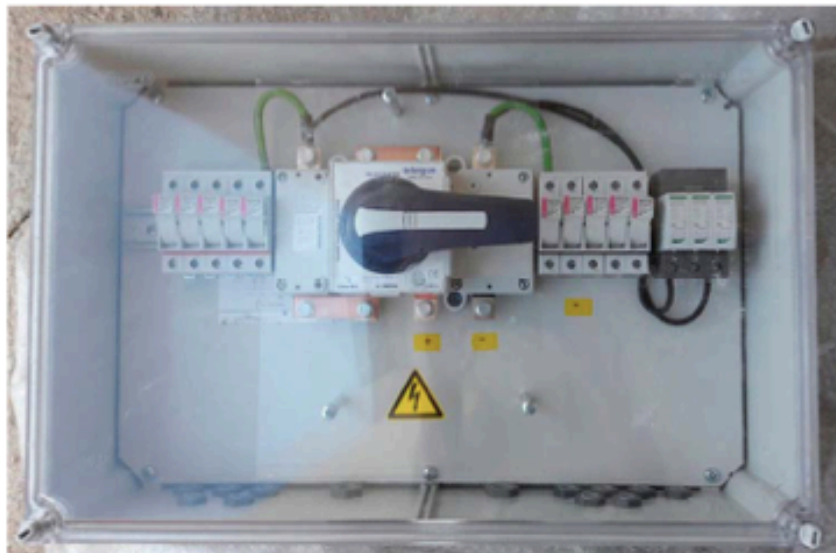
* Nota: Documento sin validez contractual las marcas de los componentes pueden variar según la disponibilidad

FOTOGRAFÍAS DE LOS EQUIPOS

CUADRO STC2 25A



CUADRO STC5 100A



* Nota: Fotografías Orientativas, las marcas de los componentes pueden variar según la disponibilidad